



RAPPORT DE GESTION
POUR LA PÉRIODE CLOSE LE 30 SEPTEMBRE 2016

TABLE DES MATIÈRES :

APERÇU DE CENOVUS.....	2
FAITS SAILLANTS DU TRIMESTRE	3
RÉSULTATS D'EXPLOITATION	4
PRIX DES MARCHANDISES SOUS-TENDANT LES RÉSULTATS FINANCIERS	6
RÉSULTATS FINANCIERS.....	9
SECTEURS À PRÉSENTER	15
SABLES BITUMINEUX.....	16
HYDROCARBURES CLASSIQUES	24
RAFFINAGE ET COMMERCIALISATION	31
ACTIVITÉS NON SECTORIELLES ET ÉLIMINATIONS	34
SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT	36
GESTION DES RISQUES	38
JUGEMENTS, ESTIMATIONS ET MÉTHODES COMPTABLES D'IMPORTANCE CRITIQUE	39
ENVIRONNEMENT DE CONTRÔLE.....	40
PERSPECTIVES	40
MISE EN GARDE.....	42
ABRÉVIATIONS.....	44

Le présent rapport de gestion de Cenovus Energy Inc. (« Cenovus » ou la « société »), daté du 26 octobre 2016, doit être lu en parallèle avec les états financiers consolidés intermédiaires non audités de la période close le 30 septembre 2016 et les notes annexes (les « états financiers consolidés intermédiaires »), les états financiers consolidés audités de l'exercice clos le 31 décembre 2015 et les notes annexes (les « états financiers consolidés ») et le rapport de gestion de l'exercice clos le 31 décembre 2015 (le « rapport de gestion annuel »). Toute l'information et toutes les déclarations figurant dans le présent rapport de gestion sont en date du 26 octobre 2016, à moins d'indication contraire. Le présent rapport de gestion constitue une mise à jour du rapport de gestion annuel et contient de l'information prospective concernant les prévisions, estimations, projections et hypothèses actuelles de Cenovus. Pour se renseigner sur les facteurs de risque qui pourraient faire en sorte que les résultats réels diffèrent de façon significative ainsi que sur les principales hypothèses sous-jacentes à cette information prospective, lire la rubrique « Mise en garde ». La direction prépare les rapports de gestion intermédiaires, et le comité d'audit du conseil d'administration de Cenovus (le « conseil ») les approuve. Le comité d'audit a examiné le rapport de gestion annuel et en a recommandé l'approbation au conseil. Des renseignements supplémentaires sur Cenovus, notamment ses rapports trimestriels et annuels, sa notice annuelle et le formulaire 40-F qui la concernent peuvent être consultés sur SEDAR, à l'adresse sedar.com, sur EDGAR, à l'adresse sec.gov et sur le site Web de la société, à l'adresse cenovus.com. L'information présentée sur le site Web de Cenovus ou se rapportant à celui-ci, même si le présent rapport de gestion y fait référence, ne fait pas partie du rapport de gestion.

Mode de présentation

Le présent rapport de gestion et les états financiers consolidés intermédiaires, qui sont présentés de façon comparative, sont dressés en dollars canadiens, sauf lorsqu'il est fait mention d'une autre devise. Ils ont été préparés conformément aux Normes internationales d'information financière (« IFRS » ou « PCGR ») publiées par l'International Accounting Standards Board (« IASB »). Les volumes de production sont présentés avant déduction des redevances.

Mesures hors PCGR

Certaines mesures financières qui figurent dans le présent document, notamment les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, les flux de trésorerie, le résultat d'exploitation, les flux de trésorerie disponibles, la dette, la dette nette, les capitaux permanents et le bénéfice avant intérêts, impôt et amortissement ajusté (« BAIIA ajusté »), ne sont pas des mesures qui ont une définition normalisée selon les IFRS et ne sont donc pas considérées comme des mesures conformes aux PCGR. Ces mesures peuvent ne pas être comparables à des mesures similaires présentées par d'autres émetteurs. Ces mesures sont décrites et présentées pour fournir aux actionnaires et aux investisseurs éventuels des mesures supplémentaires pour qu'ils puissent analyser l'information sur la liquidité de Cenovus et la capacité de la société à dégager des fonds pour financer ses activités. Les informations supplémentaires ne doivent pas être considérées isolément ni en substitut des mesures préparées selon les IFRS.

La définition de chaque mesure hors PCGR et le rapprochement connexe sont fournis dans les sections « Résultats financiers » ou « Situation de trésorerie et sources de financement » du présent rapport de gestion.

APERÇU DE CENOVUS

Cenovus est une société pétrolière canadienne intégrée dont le siège social se trouve à Calgary, en Alberta, et dont les actions sont inscrites à la Bourse de Toronto et à la Bourse de New York. Au 30 septembre 2016, sa capitalisation boursière s'établissait à environ 16 G\$. La société est engagée dans la mise en valeur, la production et la commercialisation du pétrole brut, des liquides du gaz naturel (« LGN ») et du gaz naturel au Canada et elle exerce des activités de commercialisation et possède des installations de raffinage aux États-Unis. Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2016, la production moyenne de pétrole brut et de LGN (ensemble, le « pétrole brut ») de Cenovus s'est établie à environ 201 300 barils par jour et la production moyenne de gaz naturel a été de 399 Mpi³/j. Les raffineries de la société ont traité en moyenne 452 000 barils bruts par jour de pétrole brut pour produire en moyenne 479 000 barils bruts par jour de produits raffinés.

Activités de la société

Sables bitumineux

Les installations de la société comprennent les projets de sables bitumineux suivants dans le nord de l'Alberta, exploités selon la technique de drainage par gravité au moyen de la vapeur (« DGMV ») :

	Période de neuf mois close le 30 septembre 2016		
	Participation (%)	Volumes de production nette (b/j)	Volumes de production brute (b/j)
Projets existants			
Foster Creek	50	66 435	132 870
Christina Lake	50	78 321	156 642
Narrows Lake	50	-	-
Nouveaux projets			
Telephone Lake	100	-	-
Grand Rapids	100	-	-

Les projets Foster Creek, Christina Lake et Narrows Lake sont exploités par Cenovus et détenus conjointement avec ConocoPhillips, société ouverte américaine non apparentée. Foster Creek et Christina Lake sont en phase de production, et Narrows Lake est aux premiers stades de mise en valeur. Ces projets sont situés dans la région de l'Athabasca, dans le nord-est de l'Alberta. Telephone Lake, situé dans la région de Borealis, et Grand Rapids, situé dans la grande région de Pelican Lake dans le nord-est de l'Alberta, sont deux des nouveaux projets que Cenovus détient à 100 %.

	Période de neuf mois close le 30 septembre 2016	
	Pétrole brut	Gaz naturel
(en millions de dollars)		
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	542	4
Dépenses d'investissement	472	4
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, déduction faite des dépenses d'investissement connexes	70	-

Hydrocarbures classiques

La production de pétrole brut du secteur Hydrocarbures classiques continue de générer des flux de trésorerie à court terme fiables, assure la diversification des sources de revenus de la société et rend possible la mise en valeur des actifs liés aux sables bitumineux. La production de gaz naturel constitue une couverture économique à l'égard du gaz naturel nécessaire à l'alimentation en carburant des activités liées aux sables bitumineux et de raffinage; elle procure également à la société des flux de trésorerie contribuant au financement des occasions de croissance.

	Période de neuf mois close le 30 septembre 2016	
	Pétrole brut ¹⁾	Gaz naturel
(en millions de dollars)		
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	302	87
Dépenses d'investissement	108	6
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, déduction faite des dépenses d'investissement connexes	194	81

1) Y compris les LGN.

Cenovus possède des actifs productifs de pétrole brut et de gaz naturel, notamment des actifs de pétrole lourd à Pelican Lake, un projet de récupération assistée des hydrocarbures à l'aide du dioxyde de carbone (« CO₂ ») à Weyburn, en Saskatchewan, et de nouveaux actifs de mise en valeur de pétrole avare en Alberta.

Raffinage et commercialisation

Les installations de Cenovus comprennent deux raffineries situées dans les États de l'Illinois et du Texas, aux États-Unis. Ces raffineries sont détenues conjointement avec Phillips 66, société ouverte américaine non liée, et sont exploitées par celle-ci. Les raffineries de Wood River et de Borger ont une capacité brute de traitement du pétrole brut d'environ 314 000 barils par jour et 146 000 barils par jour, respectivement. Les raffineries de Cenovus permettent à la société de réaliser la pleine valeur de la production de pétrole brut en transformant ce dernier en produits raffinés tels le diesel, l'essence et le carburéacteur, ce qui réduit en partie la volatilité découlant des fluctuations des écarts du prix sur le pétrole brut léger et lourd régional en Amérique du Nord. Ce secteur englobe également les activités du terminal de transport ferroviaire de pétrole brut situé à Bruderheim, en Alberta, ainsi que les activités de commercialisation des achats et des ventes de produits de tiers, qui sont menées afin d'assurer une souplesse opérationnelle au chapitre des engagements de transport, de la qualité des produits, des points de livraison et de la diversification de la clientèle.

(en millions de dollars)

	Période de neuf mois close le 30 septembre 2016
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	238
Dépenses d'investissement	156
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, déduction faite des dépenses d'investissement connexes	82

FAITS SAILLANTS DU TRIMESTRE

Les prix du pétrole brut sont demeurés relativement stables au troisième trimestre en comparaison du deuxième trimestre de 2016, le prix de référence du West Texas Intermediate (« WTI ») s'établissant en moyenne à 44,94 \$ US le baril. Le prix de vente moyen du pétrole brut de la société a atteint 34,64 \$ le baril au cours du trimestre, soit une légère hausse par rapport à 33,87 \$ le baril au deuxième trimestre et plus du double des prix du premier trimestre.

La réalisation de prix nets opérationnels sur le pétrole brut de la société, compte non tenu des opérations réalisées au titre de la gestion des risques, a atteint 17,17 \$ le baril, soit une augmentation de 12 % par rapport au troisième trimestre de 2015. Depuis le début de l'exercice, le prix net opérationnel de la société s'est établi à 10,32 \$ le baril, soit un recul considérable par rapport à 2015. Cenovus porte toute son attention sur le maintien de sa résilience financière ainsi que sur la sécurité et la fiabilité de ses activités. Les efforts constants que déploie la société pour réduire ses coûts ont contribué au maintien de la vigueur de son bilan, ses fonds en caisse se chiffrant à environ 3,9 G\$ au 30 septembre 2016.

Au troisième trimestre, la société :

- a réduit de 14 %, soit 1,54 \$ le baril, ses charges d'exploitation totales liées au pétrole brut, par rapport à 2015;
- a inscrit des flux de trésorerie de 422 M\$, en recul de 5 % par rapport au troisième trimestre de 2015, principalement en raison de la baisse des profits réalisés liés aux activités de gestion des risques;
- a subi une perte d'exploitation de 236 M\$, soit 9,28 \$ le bep vendu, contre des pertes d'exploitation de 28 M\$ ou de 1,08 \$ le bep vendu au troisième trimestre de 2015;
- a accru le volume supplémentaire de production du pétrole brut provenant de la phase G de Foster Creek et entrepris la production de vapeur à la phase F de Christina Lake. Ces phases, qui comprennent la cogénération à la phase F de Christina Lake, devraient accroître la capacité de production de 80 000 barils bruts par jour;
- a accru le taux d'utilisation du pétrole brut grâce à l'excellent rendement obtenu aux deux raffineries. De plus, le projet de décongestion de Wood River, qui a été réalisé avec succès, devrait accroître la capacité de traitement de pétrole brut lourd de la société de 18 000 barils bruts par jour;
- a comptabilisé des pertes de valeur d'actifs de 292 M\$ en raison d'une baisse des prix à terme des marchandises à long terme.

RÉSULTATS D'EXPLOITATION

Le total de la production de pétrole brut a diminué légèrement pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2016, car l'accroissement de la production tirée du secteur Sables bitumineux a été compensé par la baisse de la production tirée des biens du secteur Hydrocarbures classiques.

Volumes de production de pétrole brut

(en barils par jour)	Trimestres clos les 30 septembre			Périodes de neuf mois closes les 30 septembre		
	2016	Variation	2015	2016	Variation	2015
Sables bitumineux						
Foster Creek	73 798	3 %	71 414	66 435	1 %	65 906
Christina Lake	79 793	6 %	75 329	78 321	5 %	74 720
	153 591	5 %	146 743	144 756	3 %	140 626
Hydrocarbures classiques						
Pétrole lourd	28 096	(17) %	33 997	29 276	(18) %	35 739
Pétrole moyen et léger LGN ¹⁾	25 311	(11) %	28 491	26 200	(18) %	31 787
	1 074	(10) %	1 191	1 027	(20) %	1 286
	54 481	(14) %	63 679	56 503	(18) %	68 812
Total de la production de pétrole brut	208 072	(1) %	210 422	201 259	(4) %	209 438

1) Les LGN comprennent les volumes de condensats.

Au troisième trimestre et depuis le début de l'exercice, la production a augmenté à Foster Creek en raison principalement des volumes de production supplémentaires provenant des installations de la phase G et de la mise en service de nouveaux puits. La phase G, qui devrait prendre 18 mois, se déroule comme prévu. Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2015, la production a reculé d'environ 3 500 barils par jour en raison d'un incendie de forêt ayant éclaté à proximité et entraîné l'interruption temporaire des activités au deuxième trimestre.

La production à Christina Lake a été supérieure pour le trimestre et les neuf mois clos le 30 septembre 2016 grâce à la mise en service de nouveaux puits, à la hausse de la production provenant du projet d'optimisation réalisé en 2015 et au rendement fiable des installations de la société.

La production de pétrole brut du secteur Hydrocarbures classiques a diminué au troisième trimestre et depuis le début de l'exercice en raison des baisses normales de rendement prévues et de la vente, en juillet 2015, des terrains détenus en propriété inconditionnelle assortis de droits de redevances et de droits miniers. L'apport à la production annuelle des actifs cédés s'était chiffré à 1 250 barils par jour et à 3 415 barils par jour en moyenne respectivement au troisième trimestre et pour la période de neuf mois clos le 30 septembre 2015.

Volumes de production de gaz naturel

(en Mpi ³ par jour)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2016	2015	2016	2015
Hydrocarbures classiques	374	411	382	427
Sables bitumineux	18	19	17	20
	392	430	399	447

Au troisième trimestre et depuis le début de l'exercice, la production de gaz naturel a diminué de 9 % et de 11 %, respectivement. La production a diminué principalement en raison des baisses normales de rendement prévues et de la vente des terrains détenus en propriété inconditionnelle assortis de droits de redevances et de droits miniers en 2015.

Prix nets opérationnels

	Trimestres clos les				Périodes de neuf mois closes les			
	30 septembre		30 septembre		30 septembre		30 septembre	
	Pétrole brut ¹⁾		Gaz naturel		Pétrole brut ¹⁾		Gaz naturel	
	(\$/baril)		(\$/kpi ³)		(\$/baril)		(\$/kpi ³)	
	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015
Prix ²⁾	34,64	34,03	2,49	3,00	28,25	37,90	2,11	2,96
Redevances	1,84	1,60	0,10	0,11	1,57	1,85	0,08	0,06
Transport et fluidification ²⁾	5,71	5,61	0,10	0,10	6,02	5,39	0,11	0,11
Charges d'exploitation ³⁾	9,74	11,28	1,05	1,16	10,19	12,15	1,11	1,19
Taxes sur la production et impôts miniers	0,18	0,23	0,01	0,01	0,15	0,25	-	0,01
Prix nets, compte non tenu des opérations réalisées au titre de la gestion des risques	17,17	15,31	1,23	1,62	10,32	18,26	0,81	1,59
Profit (perte) réalisé lié à la gestion des risques	2,14	10,07	-	0,37	4,06	6,25	-	0,35
Prix nets, compte tenu des opérations réalisées au titre de la gestion des risques	19,31	25,38	1,23	1,99	14,38	24,51	0,81	1,94

1) Y compris les LGN.

2) Les prix du pétrole brut et les frais de transport et de fluidification ne tiennent pas compte du coût d'achat des condensats qui sont mélangés au pétrole lourd. Le coût des condensats, calculé en fonction du baril de pétrole brut avant fluidification, s'est chiffré à 18,46 \$ le baril au troisième trimestre (19,18 \$ le baril en 2015) et à 19,40 \$ le baril pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2016 (21,32 \$ le baril en 2015).

3) Les primes d'intéressement à long terme des périodes précédentes, auparavant comptabilisées dans les charges d'exploitation, ont été reclassées dans les frais généraux et frais d'administration afin que leur présentation soit conforme à celle adoptée pour l'exercice clos le 31 décembre 2015.

Le prix net opérationnel moyen pour le pétrole brut, compte non tenu des profits et pertes réalisés liés à la gestion des risques, a augmenté de 12 % au cours du trimestre clos le 30 septembre 2016 par rapport à 2015. Cette augmentation a découlé principalement d'une baisse des charges d'exploitation et d'une hausse des prix de vente moyens, facteurs partiellement contrebalancés par la hausse des redevances. Les redevances ont augmenté surtout en raison des redevances supplémentaires encaissées par suite de la vente de ses terrains détenus en propriété inconditionnelle assortis de droits de redevances et de droits miniers en 2015. Le prix de vente moyen de la société s'est accru surtout grâce à la baisse du coût des condensats utilisés pour la fluidification au troisième trimestre de 2016, en comparaison de 2015. Lorsque le coût des condensats diminue par rapport au prix du pétrole brut dilué, le prix réalisé par la société pour le bitume et le pétrole lourd monte. Pour en savoir plus à ce sujet, se reporter à la section « Secteurs à présenter ».

Depuis le début de l'exercice, le prix net opérationnel moyen pour le pétrole brut de la société, compte non tenu des profits et des pertes réalisés liés à la gestion des risques, a été de 43 % inférieur à celui de 2015. Cette diminution a découlé principalement d'une baisse des prix de vente moyens et des redevances, facteur partiellement contrebalancé par le recul des charges d'exploitation. Cette diminution de prix cadre avec la baisse des prix de référence du WCS et l'élargissement de l'écart WTI-Western Canadian Select (« WCS »), facteurs atténués en partie par la dépréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain, le recul du coût des condensats employés pour la fluidification et l'accroissement des ventes sur le marché américain, qui permet généralement de dégager un prix de vente supérieur. Les prix nets opérationnels pour le cumul de l'exercice ont été fortement touchés par les prix de vente du pétrole brut au premier trimestre, qui se sont établis à environ 50 % de moins que ceux du deuxième et du troisième trimestres.

Au troisième trimestre, la valeur du dollar canadien par rapport au dollar américain était comparable à celle de 2015. Depuis le début de l'exercice, la dépréciation du dollar canadien contre le dollar américain par rapport à 2015 a eu un effet positif d'environ 1,32 \$ sur le prix du baril de pétrole brut de la société.

En 2016, le prix net opérationnel moyen obtenu sur le gaz naturel, compte non tenu des profits et pertes réalisés liés à la gestion des risques, a diminué en raison surtout de la baisse des prix de vente, elle-même imputable au recul du prix de référence AECO.

Raffinage

Au troisième trimestre, le taux d'utilisation du pétrole brut s'est accru en raison du rendement fiable des raffineries de Wood River et de Borger. En septembre, des travaux de maintenance non prévus ont été réalisés à la raffinerie de Borger. Par conséquent, une partie de la maintenance initialement prévue pour octobre a commencé au troisième trimestre. Au troisième trimestre de 2015, le taux d'utilisation du pétrole brut avait été réduit par des interruptions de service non planifiées à la raffinerie de Borger pour la plus grande partie de juillet et le début d'une révision prévue au calendrier à la raffinerie de Wood River.

Depuis le début de l'exercice, le taux d'utilisation du pétrole brut a augmenté. L'excellent rendement obtenu aux deux raffineries a été légèrement atténué par des travaux de maintenance prévus et non prévus aux deux raffineries au premier trimestre de 2016 et par des travaux de maintenance non prévus à la raffinerie de Borger en septembre. En 2015, des interruptions non planifiées ont eu lieu à la raffinerie de Borger, tout comme une révision prévue au calendrier aux deux raffineries.

	Trimestres clos les 30 septembre			Périodes de neuf mois closes les 30 septembre		
	2016	Variation	2015	2016	Variation	2015
Production de pétrole brut ¹⁾ (kb/jj)	463	18 %	394	452	7 %	424
Pétrole lourd ¹⁾	241	30 %	186	237	17 %	202
Produits raffinés ¹⁾ (kb/jj)	494	19 %	414	479	7 %	448
Taux d'utilisation du pétrole brut ¹⁾ (%)	101	15 %	86	98	6 %	92

1) Correspond à la totalité de l'exploitation des raffineries de Wood River et de Borger.

Le lecteur trouvera de plus amples informations sur les variations des volumes de production, les éléments pris en compte dans le calcul des prix nets opérationnels et des données sur le raffinage à la rubrique « Secteurs à présenter » du présent rapport de gestion. Pour obtenir de plus amples renseignements sur les activités de gestion des risques de Cenovus, se reporter à la rubrique « Gestion des risques » du présent rapport de gestion et aux notes annexes aux états financiers consolidés.

PRIX DES MARCHANDISES SOUS-TENDANT LES RÉSULTATS FINANCIERS

En ce qui concerne les résultats financiers de Cenovus, les principaux inducteurs de performance sont les prix des marchandises, les écarts de prix, les marges de craquage des raffineries, ainsi que le taux de change entre le dollar canadien et le dollar américain.

Prix de référence – pétrole brut

Au troisième trimestre, le prix de référence moyen du pétrole brut est demeuré relativement conforme à celui du deuxième trimestre de 2016, mais il s'est établi à 6 % de moins qu'au troisième trimestre de 2015. Le prix du pétrole brut demeure volatil en raison de la forte production de l'Arabie Saoudite et de l'Iran, en plus d'une hausse de la demande saisonnière et d'une baisse des prix de l'essence pour le consommateur. Cette volatilité s'est accrue d'autant plus qu'à la fin de septembre, l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (l'« OPEP ») a annoncé un plan visant à limiter sa production de pétrole brut.

Le WTI est un important prix de référence pour le pétrole brut canadien, car il reflète les prix intérieurs du brut en Amérique du Nord, et son équivalent en dollars canadiens est utilisé pour calculer les redevances relatives à de nombreux biens de pétrole brut de la société. L'écart Brent-WTI moyen s'est amoindri au troisième trimestre de 2016 ainsi que depuis le début de l'exercice en comparaison de 2015, du fait de la levée de la mesure qui interdisait aux producteurs de pétrole des États-Unis d'exporter leur pétrole et d'une baisse de l'offre intérieure de pétrole léger des États-Unis. L'écart Brent-WTI dépend toujours principalement des coûts de transport.

Le WCS est un pétrole lourd fluidifié, composé de pétrole lourd classique et de bitume dilué non classique. Malgré la baisse du WTI, l'écart WTI-WCS moyen s'est élargi au troisième trimestre de 2016 ainsi que depuis le début de l'exercice, comparativement à 2015. Cet écart s'est accru à la faveur d'une hausse des importations aux États-Unis de pétrole brut moyen en excédent de la capacité de raffinage, et une offre excédentaire des produits tirés du prix du pétrole lourd, comme le mazout et le combustible de soute, a exercé une pression sur les prix du pétrole lourd.

La fluidification du bitume et du pétrole lourd au moyen de condensats permet le transport de la production de Cenovus au moyen de pipelines. Les ratios de fluidification de la société varient d'environ 10 % à 33 %. L'écart WCS-condensats est un point de référence important, car lorsque cet écart diminue, la récupération du coût d'achat des condensats augmente généralement pour chaque baril de pétrole brut fluidifié vendu. Puisque l'offre de condensats en Alberta ne suffit pas à la demande, les prix des condensats à Edmonton peuvent être liés aux prix des condensats sur la côte américaine du golfe du Mexique, auxquels s'ajoute le coût du transport des condensats jusqu'à Edmonton.

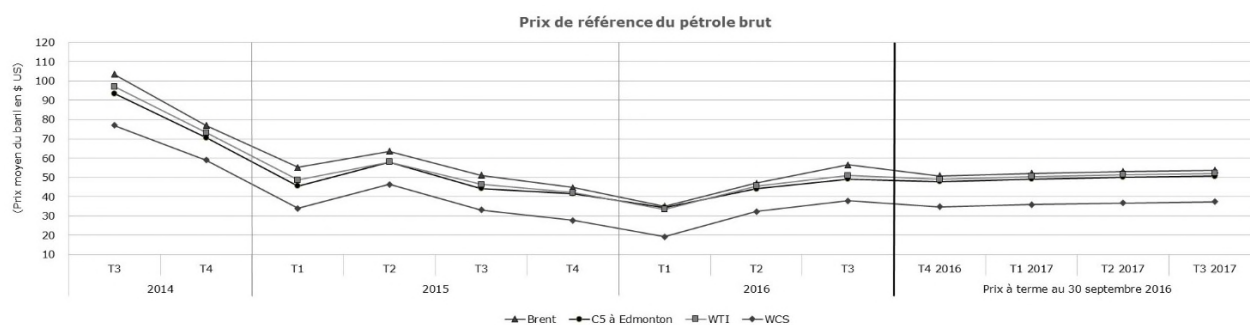
Les prix moyens des condensats se sont raffermis par rapport au WTI au troisième trimestre de 2016 et depuis le début de l'exercice, la baisse de la production du pétrole léger américain ayant entraîné une réduction de l'offre de condensats provenant de la côte du golfe du Mexique, tandis que la remontée de la production de pétrole lourd en Alberta s'est traduite par une hausse de la demande.

Principaux prix de référence et taux de change¹⁾

	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre					
	2016	Variation	2015	T3 2016	T2 2016	T3 2015
Prix du pétrole brut (\$ US/b)						
Brent						
Moyenne	43,01	(24) %	56,61	46,98	46,97	51,17
Fin de la période	49,06	1 %	48,37	49,06	49,68	48,37
WTI						
Moyenne	41,33	(19) %	51,00	44,94	45,59	46,43
Fin de la période	48,24	7 %	45,09	48,24	48,33	45,09
Écart moyen des contrats à terme normalisés sur le Brent/WTI						
	1,68	(70) %	5,61	2,04	1,38	4,74
WCS ²⁾						
Moyenne	27,65	(27) %	37,80	31,44	32,29	33,16
Fin de la période	34,97	11 %	31,62	34,97	35,79	31,62
Écart moyen WTI/WCS						
	13,68	4 %	13,20	13,50	13,30	13,27
Condensats (C5 à Edmonton) ³⁾						
Moyenne	40,51	(18) %	49,25	43,07	44,07	44,21
Écart moyen WTI/condensats (positif) négatif						
	0,82	(53) %	1,75	1,87	1,52	2,22
Écart moyen WCS/condensats (positif) négatif						
	(12,86)	12 %	(11,45)	(11,63)	(11,78)	(11,05)
Moyenne des prix des produits raffinés (\$ US/b)						
Essence ordinaire sans plomb à Chicago						
	55,17	(23) %	71,82	59,27	64,25	73,05
Diesel à très faible teneur en soufre à Chicago						
	54,60	(23) %	71,09	59,86	59,40	67,02
Moyenne des marges de craquage 3-2-1 des raffineries (\$ US/b)						
Chicago						
	13,77	(33) %	20,66	14,58	17,15	24,67
Groupe 3						
	12,71	(35) %	19,61	14,56	13,03	22,03
Moyenne des prix du gaz naturel						
Prix AECO (\$ CA/kpi ³)						
	1,85	(34) %	2,81	2,20	1,25	2,80
Prix NYMEX (\$ US/kpi ³)						
	2,29	(18) %	2,80	2,81	1,95	2,77
Écart de base NYMEX/AECO (\$ US/kpi ³)						
	0,89	59 %	0,56	1,13	0,99	0,61
Taux de change (\$ US/\$ CA)						
Moyenne	0,757	(5) %	0,794	0,766	0,776	0,764

- 1) Ces prix de référence ne sont pas le reflet des prix de vente par la société. Pour obtenir les prix de vente moyens et les résultats de la gestion des risques réalisés de la société, se reporter au tableau des prix nets opérationnels de la rubrique « Résultats d'exploitation » du présent rapport de gestion.
- 2) Le prix de référence moyen du WCS en dollars canadiens s'est chiffré à 41,04 \$ le baril au troisième trimestre de 2016 (43,40 \$ le baril en 2015) et à 36,53 \$ le baril (47,61 \$ le baril en 2015) pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2016.
- 3) Le prix de référence moyen du condensat en dollars canadiens s'est chiffré à 56,23 \$ le baril au troisième trimestre de 2016 (57,87 \$ le baril en 2015) et à 53,51 \$ le baril pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2016 (62,03 \$ le baril en 2015).

Prix de référence – pétrole brut



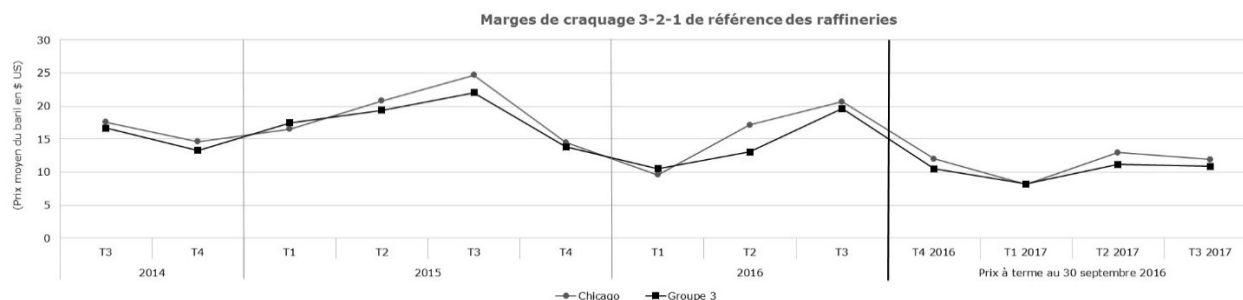
Prix de référence – raffinage

Les prix de référence que sont le prix de l'essence ordinaire sans plomb à Chicago et le prix du diesel à très faible teneur en soufre à Chicago sont représentatifs des prix des produits raffinés sur le marché intérieur et servent à calculer la marge de craquage 3-2-1 à Chicago. La marge de craquage 3-2-1 est un indicateur de la marge de raffinage résultant de la transformation de trois barils de pétrole brut en deux barils d'essence ordinaire sans plomb et un baril de diesel à très faible teneur en soufre calculé en fonction des prix de la charge d'alimentation en pétrole brut selon le prix du WTI et évalué à l'aide de la méthode du dernier entré, premier sorti.

Les marges de craquage moyennes à Chicago comme les marges de craquage moyennes du groupe 3 ont rétréci pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2016 par rapport aux périodes correspondantes de

2015 en raison de l'augmentation des stocks de produits raffinés dans le monde et du raffermissement du prix de référence du WTI par rapport au Brent, comme en témoigne le rétrécissement de l'écart entre le Brent et le WTI.

Les marges de craquage qu'obtient la société sont tributaires de nombreux autres facteurs, dont la diversité de la charge de pétrole brut, la configuration de la raffinerie et la production, le délai entre l'achat et la livraison du pétrole brut et le coût de la charge d'alimentation qui est évalué selon la méthode comptable du premier entré, premier sorti.



Prix de référence du gaz naturel

Les prix moyens du gaz naturel ont diminué au troisième trimestre de 2016 ainsi que depuis le début de l'exercice, comparativement aux mêmes périodes de 2015, en raison surtout des niveaux élevés des stocks en Amérique du Nord découlant des températures hivernales plus élevées que la normale en 2015-2016 et de la résilience de l'offre en Amérique du Nord.

Taux de change de référence

Les produits des activités ordinaires de la société sont exposés au risque de change, car les prix de vente du pétrole brut, du gaz naturel et des produits raffinés de la société sont établis en fonction de prix de référence en dollars américains. L'affaiblissement du dollar canadien en regard du dollar américain a un effet positif sur les résultats que présente la société. De même, à mesure que le dollar canadien se raffermirait, les résultats qu'elle présente baissent. Les produits des activités ordinaires de la société sont libellés en dollars américains et, de plus, la société a choisi de contracter sa dette à long terme dans cette devise. Lorsque le dollar canadien se déprécie, la dette de la société libellée en dollars américains donne lieu à des pertes de change latentes à la conversion en dollars canadiens.

Au troisième trimestre, en comparaison de 2015, la valeur du dollar canadien par rapport au dollar américain était demeurée principalement inchangée. Depuis le début de l'exercice, le dollar canadien a fléchi par rapport au dollar américain en raison de la baisse du prix des marchandises et du relèvement prévu des taux d'intérêt aux États-Unis. La dépréciation du dollar canadien pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2016 par rapport à 2015 a eu une incidence positive d'environ 397 M\$ sur les produits des activités ordinaires de la société. Au 30 septembre 2016, le dollar canadien était plus vigoureux qu'au 31 décembre 2015 par rapport au dollar américain, ce qui a donné lieu à des profits de change latents de 343 M\$ à la conversion de la dette de Cenovus libellée en dollars américains pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2016.

RÉSULTATS FINANCIERS

Sommaire des résultats financiers consolidés

Même si les prix du pétrole brut au troisième trimestre se sont améliorés par rapport au premier semestre de 2016, ils sont restés inférieurs à ceux de 2015 et ont nui sensiblement aux résultats financiers de la société pour le cumul de l'exercice. Les principales mesures de performance sont analysées en détail dans le présent rapport de gestion.

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre		2016			2015				2014	
	2016	2015	T3	T2	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3
Produits des activités ordinaires	8 492	10 140	3 240	3 007	2 245	2 924	3 273	3 726	3 141	4 238	4 970
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation^{1), 2)}	1 172	2 082	487	541	144	357	602	932	548	537	1 156
Flux de trésorerie¹⁾	888	1 416	422	440	26	275	444	477	495	401	985
Résultat d'exploitation¹⁾	(698)	35	(236)	(39)	(423)	(438)	(28)	151	(88)	(590)	372
dilué par action	(0,84)	0,04	(0,28)	(0,05)	(0,51)	(0,53)	(0,03)	0,18	(0,11)	(0,78)	0,49
Résultat net	(636)	1 259	(251)	(267)	(118)	(641)	1 801	126	(668)	(472)	354
de base et dilué par action	(0,76)	1,55	(0,30)	(0,32)	(0,14)	(0,77)	2,16	0,15	(0,86)	(0,62)	0,47
Dépenses d'investissement³⁾	767	1 286	208	236	323	428	400	357	529	786	750
Dividendes											
Dividendes en numéraire	124	396	41	42	41	132	133	125	138	201	201
Dividendes en actions émises sur le capital social	-	182	-	-	-	-	-	98	84	-	-
par action	0,15	0,6924	0,05	0,05	0,05	0,16	0,16	0,2662	0,2662	0,2662	0,2662

1) Mesure hors PCGR définie dans le présent rapport de gestion.

2) Les primes d'intéressement à long terme des périodes précédentes, auparavant comptabilisées dans les charges d'exploitation, ont été reclassées dans les frais généraux et frais d'administration afin que leur présentation soit conforme à celle adoptée pour l'exercice clos le 31 décembre 2015.

3) Comprend les dépenses liées aux immobilisations corporelles ainsi qu'aux actifs de prospection et d'évaluation.

Produits des activités ordinaires

(en millions de dollars)

	Trimestres	Périodes de neuf mois
Produits des activités ordinaires des périodes closes le 30 septembre 2015	3 273	10 140
Augmentation (diminution) attribuable aux secteurs suivants :		
Sables bitumineux	40	(388)
Hydrocarbures classiques	(73)	(462)
Raffinage et commercialisation	3	(813)
Activités non sectorielles et éliminations	(3)	15
Produits des activités ordinaires des périodes closes le 30 septembre 2016	3 240	8 492

Les produits tirés des secteurs Sables bitumineux et Hydrocarbures classiques, pris collectivement, ont diminué de 3 % au troisième trimestre, en regard de 2015, à cause principalement de la baisse des prix de vente et des volumes du gaz naturel, facteur en partie compensé par la hausse des prix de vente du pétrole. Depuis le début de l'exercice, les prix tirés des secteurs Sables bitumineux et Hydrocarbures classiques, pris collectivement, ont reculé de 23 %, surtout à cause de la baisse des prix de vente du pétrole brut et du gaz naturel et du repli des volumes de vente, facteurs partiellement contrebalancés par la dépréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain. La vente des terrains détenus en propriété inconditionnelle assortis de droits de redevances et de droits miniers en 2015 a également comprimé les produits des activités ordinaires.

Les produits tirés des activités du secteur Raffinage et commercialisation sont demeurés relativement stables au troisième trimestre de 2016, une baisse des prix des produits raffinés cadrant avec le recul du prix de l'essence ordinaire sans plomb à Chicago et du prix du diesel à très faible teneur en soufre à Chicago ayant été compensée par la hausse de la production des produits raffinés. Depuis le début de l'exercice, les produits tirés des activités de raffinage ont reculé de 12 %, en raison de la baisse des prix des produits raffinés, facteur partiellement contrebalancé par la hausse de la production des produits raffinés et la dépréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain. Les produits tirés des ventes à des tiers effectuées par le groupe de commercialisation ont augmenté par rapport à 2015 étant donné que les volumes plus élevés de pétrole brut et de gaz naturel achetés ont été contrebalancés en partie par le recul des prix de vente du gaz naturel. Les prix de vente du pétrole brut se sont accrus au troisième trimestre en regard de 2015, mais ils ont reculé depuis le début de l'exercice.

Les produits tirés du secteur Activités non sectorielles et éliminations se rapportent aux ventes et aux produits d'exploitation entre secteurs; ils sont comptabilisés aux prix de cession interne, eux-mêmes établis en fonction des prix en vigueur sur le marché.

Pour de plus amples renseignements sur les produits des activités ordinaires de Cenovus, se reporter à la rubrique « Secteurs à présenter » du présent rapport de gestion.

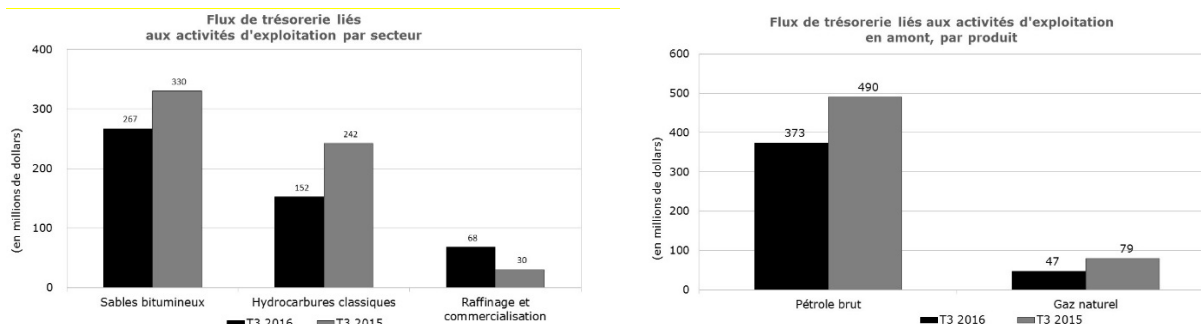
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation constituent une mesure hors PCGR qui permet d'assurer la comparabilité de la performance financière d'une période à l'autre et d'évaluer de façon homogène le rendement de production de trésorerie des actifs de la société. Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation correspondent aux produits des activités ordinaires, déduction faite des produits achetés, des frais de transport et de fluidification, des charges d'exploitation ainsi que de la taxe sur la production et des impôts miniers, plus les profits réalisés, moins les pertes réalisées liées à la gestion des risques. Les éléments du secteur Activités non sectorielles et éliminations sont exclus du calcul des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation.

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2016	2015	2016	2015
Produits des activités ordinaires	3 329	3 359	8 737	10 400
(Ajouter) déduire :				
Produits achetés	2 004	2 012	5 144	5 826
Frais de transport et de fluidification	473	483	1 364	1 509
Charges d'exploitation ¹⁾	402	477	1 247	1 384
Taxe sur la production et impôts miniers	4	5	9	16
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	(41)	(220)	(199)	(417)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	487	602	1 172	2 082

1) Les primes d'intéressement à long terme des périodes précédentes, auparavant comptabilisées dans les charges d'exploitation, ont été reclassées dans les frais généraux et frais d'administration afin que leur présentation soit conforme à celle adoptée pour l'exercice clos le 31 décembre 2015.

Comparaison des trimestres clos les 30 septembre 2016 et 2015

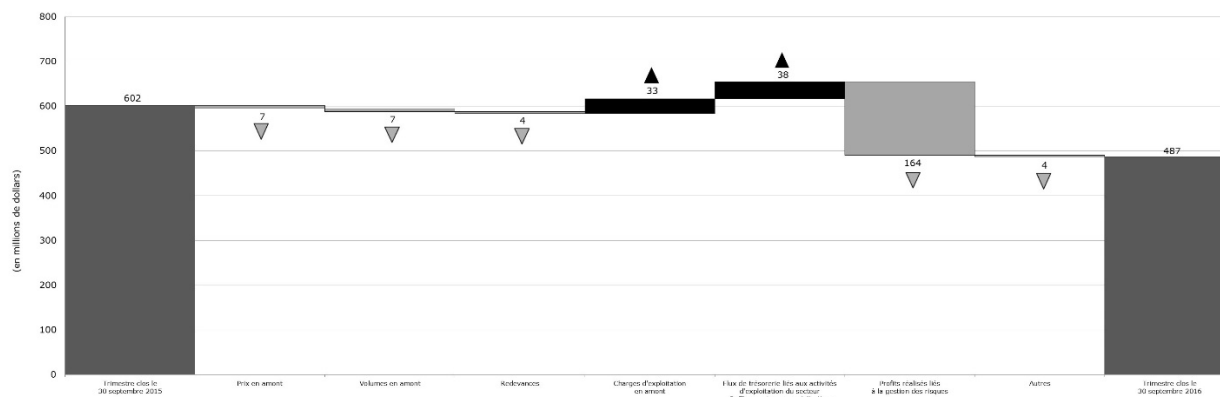


Au troisième trimestre de 2016, les prix et les volumes de vente du pétrole brut sont demeurés relativement stables par rapport à 2015. Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ont fléchi de 19 % en 2016, surtout en raison de profits de 42 M\$ réalisés en amont au titre de la gestion des risques, contre des profits de 206 M\$ en 2015.

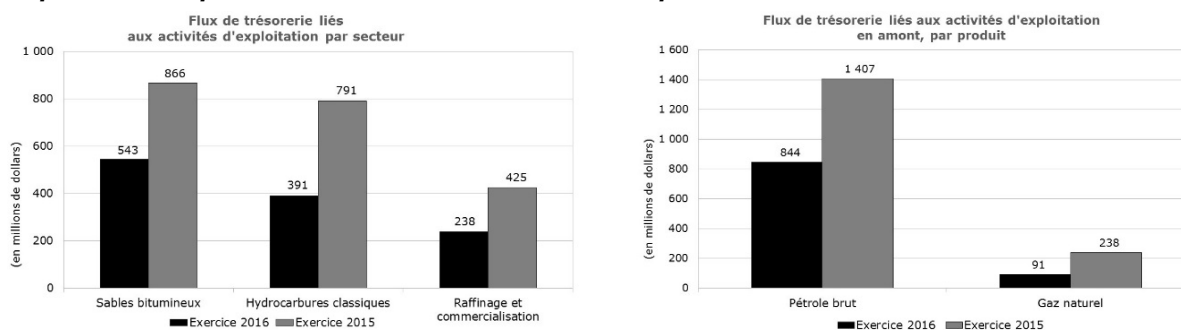
Cette diminution des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation a été en partie compensée par les facteurs suivants :

- une hausse des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation du secteur Raffinage et commercialisation par suite de l'élargissement des écarts de prix sur le pétrole brut lourd et moyen, l'augmentation des taux d'utilisation et la baisse des charges d'exploitation, facteurs partiellement contrebalancés par le rétrécissement des marges de craquage moyennes sur le marché;
- une réduction de 26 M\$ des charges d'exploitation liées au pétrole brut découlant surtout de la baisse des activités de réparation et d'entretien, de l'effectif, des produits chimiques et de l'électricité;
- une baisse de 11 M\$ des frais de transport et de fluidification du pétrole brut sous l'effet principalement de la diminution des prix des condensats, en partie contrebalancée par l'accroissement des volumes de condensats utilisés et la hausse des coûts de transport.

Variation des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation



Comparaison des périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2016 et 2015



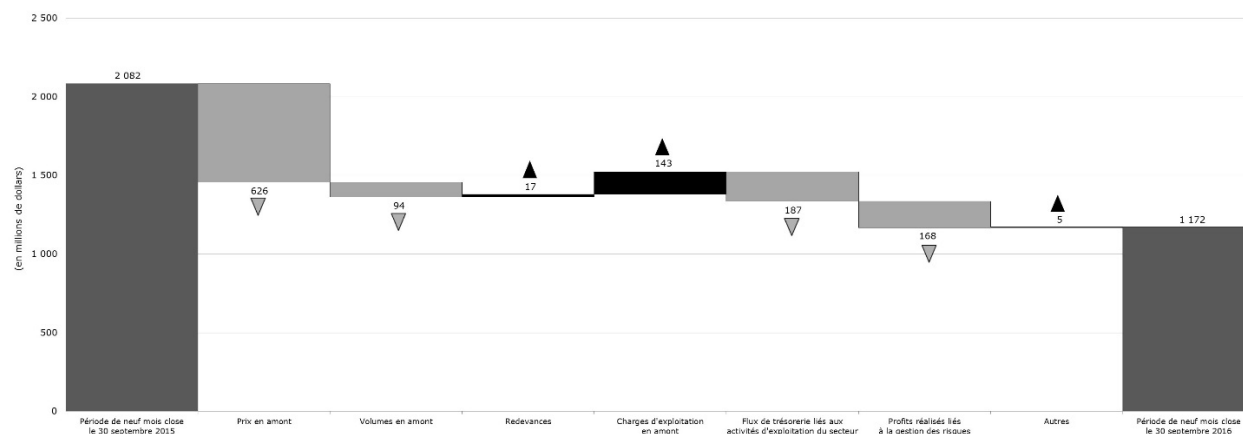
Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ont diminué de 44 % pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2016, par rapport à 2015, principalement en raison des facteurs suivants :

- la diminution de 25 % du prix de vente moyen du pétrole brut de la société et une réduction de 29 % du prix de vente moyen du gaz naturel. La baisse marquée des prix du pétrole brut au cours du premier trimestre de 2016 a eu des conséquences considérables sur le prix moyen de la société depuis le début de l'exercice;
- la diminution des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation du secteur Raffinage et commercialisation par suite du rétrécissement des marges de craquage moyennes sur le marché, facteur en partie compensé par l'élargissement des écarts de prix sur le pétrole brut lourd et moyen, l'augmentation des taux d'utilisation, la dépréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain et l'amélioration des marges réalisées sur la vente de produits secondaires;
- des profits réalisés de 222 M\$ liés à la gestion des risques, à l'exclusion du secteur Raffinage et commercialisation, en regard de profits de 390 M\$ en 2015;
- la réduction de 3 % des volumes de vente de pétrole brut et de 11 % des volumes de vente de gaz naturel.

Ces diminutions des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ont été en partie compensées par les facteurs suivants :

- une baisse de 144 M\$ des frais de transport et de fluidification du pétrole brut sous l'effet principalement de la diminution des prix des condensats, en partie contrebalancée par l'accroissement des volumes de condensats utilisés et la hausse des coûts de transport;
- une réduction de 123 M\$ des charges d'exploitation liées au pétrole brut découlant surtout des réductions de l'effectif, de la diminution des coûts de réparation et d'entretien, de la baisse des coûts des produits chimiques et du carburant et d'une réduction des travaux de reconditionnement;
- une diminution des redevances principalement causée par une baisse des prix de vente réalisés sur le pétrole brut.

Variation des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation



D'autres renseignements sur les facteurs expliquant la variation des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation figurent à la rubrique « Secteurs à présenter » du présent rapport de gestion.

Flux de trésorerie

Les flux de trésorerie constituent une mesure hors PCGR d'usage courant dans le secteur du pétrole et du gaz naturel qui permet d'évaluer la capacité d'une entreprise de financer ses programmes d'investissement et de s'acquitter de ses obligations financières. Les flux de trésorerie s'entendent des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, compte non tenu de la variation nette des autres actifs et des autres passifs et de la variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement.

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2016	2015	2016	2015
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	310	542	697	1 152
(Ajouter) déduire :				
Variation nette des autres actifs et des autres passifs	(13)	(13)	(59)	(81)
Variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	(99)	111	(132)	(183)
Flux de trésorerie	422	444	888	1 416

Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2016, les flux de trésorerie ont diminué surtout en raison de la baisse des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation dont il est fait mention ci-dessus, en partie compensée par la baisse du produit d'impôt exigible, comparativement à une charge en 2015.

Résultat d'exploitation

Le résultat d'exploitation est une mesure hors PCGR qui, comme elle élimine les éléments autres que d'exploitation, permet d'assurer la comparabilité de la performance financière sous-jacente de la société d'une période à l'autre. Le résultat d'exploitation correspond au résultat avant impôt, compte non tenu du profit ou de la perte sur les activités abandonnées, du profit au titre d'un achat avantageux, de l'incidence des profits ou des pertes latents liés à la gestion des risques sur des instruments dérivés, des profits ou des pertes de change latents à la conversion des billets libellés en dollars américains émis au Canada, des profits ou des pertes de change au règlement d'opérations intersociétés et des profits ou des pertes à la sortie d'actifs, déduction faite de l'impôt sur le résultat d'exploitation et compte non tenu de l'incidence des changements apportés aux taux d'imposition prévus par la loi et de la comptabilisation d'une augmentation de la base fiscale aux États-Unis.

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2016	2015	2016	2015
Résultat avant impôt sur le résultat	(406)	2 020	(1 089)	1 419
Ajouter (déduire) :				
(Profit) perte latent lié à la gestion des risques ¹⁾	7	(127)	440	169
(Profit) perte de change latent autre que d'exploitation ²⁾	52	437	(343)	852
(Profit) perte à la vente d'actifs	5	(2 379)	6	(2 395)
Résultat d'exploitation avant impôt sur le résultat	(342)	(49)	(986)	45
Charge d'impôt sur le résultat	(106)	(21)	(288)	10
Résultat d'exploitation	(236)	(28)	(698)	35

1) Tiennent compte de la reprise de (profits) pertes latents comptabilisés au cours de périodes antérieures.

2) Comprennent les (profits) pertes de change latents à la conversion des billets libellés en dollars américains émis au Canada et les (profits) pertes de change au règlement d'opérations intersociétés.

La diminution du résultat d'exploitation pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2016 en regard de 2015 est imputable principalement à la contraction des flux de trésorerie dont il est fait mention ci-dessus, à l'augmentation de la charge d'amortissement et d'épuisement résultant de la perte de valeur d'actifs, et à une charge hors trésorerie de 31 M\$ depuis le début de l'exercice (néant \$ pour le troisième trimestre) relativement à certains locaux à bureaux en excédent des besoins actuels et à court terme de Cenovus, facteurs en partie annulés par la variation de l'impôt sur le résultat. La société a comptabilisé des pertes de valeur respectives de 292 M\$ et de 467 M\$ pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2016 en raison d'une baisse des prix à terme du pétrole lourd et du gaz naturel à long terme. Pour en savoir plus à ce sujet, se reporter à la section « Secteurs à présenter ».

Résultat net

(en millions de dollars)	Trimestres	Périodes de neuf mois
Résultat net des périodes closes le 30 septembre 2015	1 801	1 259
Augmentation (diminution) attribuable aux éléments suivants :		
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ^{1), 2)}	(115)	(910)
Activités non sectorielles et éliminations :		
Profits (pertes) latents liés à la gestion des risques	(134)	(271)
Profits (pertes) de change latents	407	1 219
Profits (pertes) à la sortie d'actifs	(2 384)	(2 401)
Charges ^{2), 3)}	(13)	(50)
Amortissement et épuisement	(186)	(114)
Coûts de prospection	(1)	19
Produit d'impôt sur le résultat	374	613
Résultat net des périodes closes le 30 septembre 2016	(251)	(636)

1) Mesure hors PCGR définie dans le présent rapport de gestion.

2) Les primes d'intéressement à long terme des périodes précédentes, auparavant comptabilisées dans les charges d'exploitation, ont été reclassées dans les frais généraux et frais d'administration afin que leur présentation soit conforme à celle adoptée pour l'exercice clos le 31 décembre 2015.

3) Tient compte des frais généraux et frais d'administration, des charges financières, des produits d'intérêts, des (profits) pertes de change réalisés, des frais de recherche, du montant net des autres (produits) charges ainsi que des charges d'exploitation du secteur Activités non sectorielles et éliminations, des produits des activités ordinaires, des produits achetés, des frais de transport et de fluidification et des charges d'exploitation.

Le résultat net du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2016 a reculé principalement en raison de la réalisation en 2015 d'un profit après impôt d'environ 1,9 G\$ provenant de la vente de terrains détenus en propriété inconditionnelle assortis de droits de redevance et de droits miniers. De plus, cette baisse a été imputable aux éléments suivants :

- une diminution du résultat d'exploitation décrite plus haut;
- des pertes latentes liées à la gestion des risques de 7 M\$ pour le trimestre et de 440 M\$ depuis le début de l'exercice (profit de 127 M\$ et perte de 169 M\$ respectivement en 2015);
- un produit d'impôt différé de 111 M\$ pour le trimestre et de 353 M\$ depuis le début de l'exercice (228 M\$ et 516 M\$ respectivement en 2015).

Ces baisses ont été en partie neutralisées par une perte de change latente autre que d'exploitation de 52 M\$ pour le trimestre et un profit de 343 M\$ depuis le début de l'exercice (perte de 437 M\$ et de 852 M\$ respectivement en 2015).

Dépenses d'investissement, montant net

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes	
	30 septembre 2016	2015	les 30 septembre 2016	2015
Sables bitumineux	110	272	476	946
Hydrocarbures classiques	41	55	114	157
Raffinage et commercialisation	51	67	156	159
Activités non sectorielles et éliminations	6	6	21	24
Dépenses d'investissement	208	400	767	1 286
Acquisitions	-	84	11	84
Sorties d'actifs	(8)	(3 329)	(8)	(3 345)
Dépenses d'investissement, montant net¹⁾	200	(2 845)	770	(1 975)

1) Comprend les dépenses liées aux immobilisations corporelles ainsi qu'aux actifs de prospection et d'évaluation.

Les dépenses d'investissement du trimestre et de la période de neuf mois close le 30 septembre 2016 ont reculé de 48 % et de 40 %, respectivement, par rapport à 2015, car Cenovus les a réduites eu égard à la faiblesse des prix des marchandises. Les sorties d'actifs du troisième trimestre de 2016 ont concerné des biens de pétrole brut et de gaz naturel du secteur Hydrocarbures classiques non essentiels.

Les dépenses d'investissement du secteur Sables bitumineux ont visé principalement les investissements de maintien liés à la production actuelle, ainsi que les travaux visant à achever la phase G de Foster Creek et la phase F de Christina Lake. Les dépenses d'investissement du secteur Hydrocarbures classiques ont été axées sur le forage

de puits stratigraphiques pour le pétrole avare, les investissements de maintien et les dépenses liés aux installations de récupération assistée des hydrocarbures à l'aide du CO₂ de Weyburn.

Les dépenses d'investissement du secteur Raffinage et commercialisation étaient axées sur la réalisation du projet de décongestion de Wood River, en plus de la maintenance des immobilisations, des projets d'amélioration de la fiabilité et de la sécurité des raffineries de Cenovus et des initiatives environnementales.

Pour obtenir de plus amples renseignements sur les dépenses d'investissement, se reporter à la rubrique « Secteurs à présenter » du présent rapport de gestion.

Décisions relatives aux dépenses d'investissement

L'approche disciplinée de la société à l'égard de la répartition des capitaux fait notamment appel à l'établissement de priorités concernant l'affectation des flux de trésorerie, comme suit :

- en premier lieu, les flux de trésorerie sont affectés aux dépenses d'investissement nécessaires pour exercer les activités commerciales existantes;
- en deuxième lieu, ils sont affectés au versement de dividendes afin d'offrir un rendement global solide aux actionnaires;
- en troisième lieu, ils sont affectés au capital-développement ou aux investissements discrétionnaires.

Cette méthode de répartition des capitaux comporte l'évaluation de toutes les possibilités à l'aide de critères rigoureux en fonction de l'atteinte des objectifs de Cenovus en ce qui a trait au maintien d'une structure financière prudente et souple et d'une situation financière vigoureuse qui l'aide à rester financièrement solide lorsque les flux de trésorerie baissent. En outre, la société continue d'évaluer d'autres occasions commerciales ou financières, notamment des moyens pour dégager des flux de trésorerie de son portefeuille actuel. Pour en savoir plus sur le sujet, se reporter à la section « Situation de trésorerie et sources de financement » du présent rapport de gestion.

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2016	2015	2016	2015
Flux de trésorerie ¹⁾	422	444	888	1 416
Dépenses d'investissement (investissements de maintien et capital-développement)	208	400	767	1 286
Flux de trésorerie disponibles ²⁾	214	44	121	130
Dividendes en numéraires	41	133	124	396
	173	(89)	(3)	(266)

1) Mesure hors PCGR définie dans le présent rapport de gestion.

2) Les flux de trésorerie disponibles sont une mesure hors PCGR correspondant aux flux de trésorerie, déduction faite des dépenses d'investissement.

La société prévoit que les dépenses d'investissement en 2016 seront financées à l'aide de flux de trésorerie générés en interne et des fonds en caisse.

SECTEURS À PRÉSENTER

Les secteurs à présenter de la société se décrivent comme suit :

Sables bitumineux, qui se consacre aux activités de mise en valeur et de production de bitume et de gaz naturel dans le nord-est de l'Alberta. Les actifs liés au bitume de Cenovus comprennent Foster Creek, Christina Lake et Narrows Lake, ainsi que divers projets encore aux premiers stades de la mise en valeur, comme Grand Rapids et Telephone Lake. Certains des terrains de sables bitumineux de Cenovus que celle-ci exploite, notamment ceux de Foster Creek, de Christina Lake et de Narrows Lake, sont détenus conjointement avec ConocoPhillips, société ouverte américaine non apparentée.

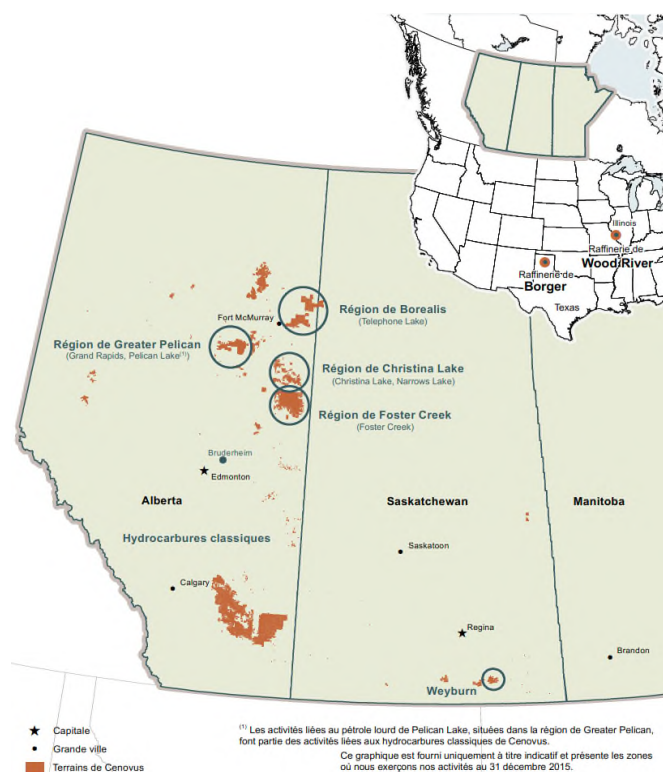
Hydrocarbures classiques, qui comprend la mise en valeur et la production de pétrole brut, de gaz naturel et de LGN classiques en Alberta et en Saskatchewan, y compris les actifs liés au pétrole lourd à Pelican Lake, le projet de récupération assistée des hydrocarbures à l'aide du dioxyde de carbone de Weyburn et les zones d'intérêt de pétrole avare.

Raffinage et commercialisation, qui est responsable du transport et de la vente de pétrole brut et de son raffinage en produits pétroliers et chimiques dans deux raffineries situées aux États-Unis, que Cenovus détient conjointement avec l'exploitant, Phillips 66, société ouverte américaine non apparentée. Qui plus est, Cenovus est propriétaire-exploitant d'un terminal de transport ferroviaire de pétrole brut en Alberta. Ce secteur coordonne les activités de commercialisation et de transport de Cenovus visant à optimiser la gamme de produits, les points de livraison, les engagements de transport et la diversification de la clientèle.

Activités non sectorielles et éliminations, qui comprend principalement les profits ou les pertes latents comptabilisés à l'égard des instruments financiers dérivés, les profits ou pertes à la sortie d'actifs, ainsi que d'autres coûts de Cenovus au titre des activités générales, administratives, de financement et de recherche. Lorsqu'un instrument financier est réglé, le profit réalisé (ou la perte réalisée) est comptabilisé dans le secteur d'exploitation auquel se rapporte l'instrument dérivé. Les éliminations sont liées aux ventes, au résultat d'exploitation et aux achats intersectoriels de produits qui sont constatés aux prix de cession interne en fonction des prix du marché courants, ainsi qu'au résultat intersectoriel non réalisé sur les stocks.

Produits des activités ordinaires par secteur à présenter

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2016	2015	2016	2015
Sables bitumineux	789	749	1 965	2 353
Hydrocarbures classiques	295	368	810	1 272
Raffinage et commercialisation	2 245	2 242	5 962	6 775
Activités non sectorielles et éliminations	(89)	(86)	(245)	(260)
	3 240	3 273	8 492	10 140



SABLES BITUMINEUX

Dans le nord-est de l'Alberta, Cenovus est associée à 50 % dans les projets de sables bitumineux de Foster Creek, de Christina Lake et de Narrows Lake. La société est également propriétaire de plusieurs nouveaux projets, notamment ses projets détenus à 100 % de Telephone Lake et de Grand Rapids. Le secteur Sables bitumineux comprend de plus le bien de gaz naturel d'Athabasca dont une partie de la production sert de combustible pour les activités du bien Foster Creek, qui est adjacent.

Les principaux événements qui ont eu une incidence sur le secteur Sables bitumineux au troisième trimestre de 2016 par rapport à 2015 sont les suivants :

- la baisse de 2 M\$, soit 0,81 \$ le baril, des charges d'exploitation du pétrole brut, qui se sont établies à 8,65 \$ le baril;
- les prix nets opérationnels relatifs au pétrole brut, exclusion faite des opérations réalisées au titre de la gestion des risques, de 15,96 \$ le baril (13,65 \$ le baril en 2015);
- des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, déduction faite des dépenses d'investissement, de 157 M\$, soit une augmentation de 99 M\$;
- l'accroissement des volumes de production du pétrole brut provenant de la phase G de Foster Creek, la douzième phase d'expansion des sables bitumineux de la société, qui est censée se réaliser au cours des 18 prochains mois;
- le début de la production de vapeur à la phase F de Christina Lake.

Sables bitumineux – pétrole brut

Comparaison des trimestres clos les 30 septembre 2016 et 2015

Résultats financiers

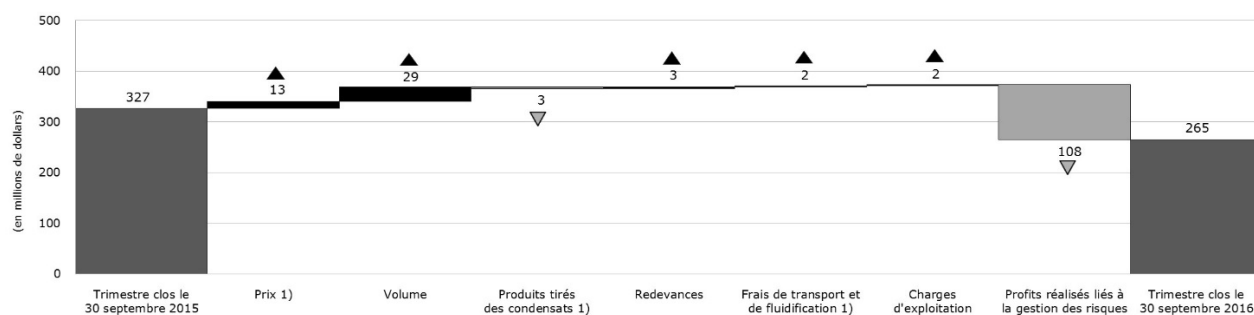
(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre	
	2016	2015
Chiffre d'affaires brut	788	749
Déduire : redevances	4	7
Produits des activités ordinaires	784	742
Charges		
Transport et fluidification	429	431
Activités d'exploitation ¹⁾	125	127
(Profit) perte lié à la gestion des risques	(35)	(143)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	265	327
Dépenses d'investissement	107	272
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, déduction faite des dépenses d'investissement connexes	158	55

1) Les primes d'intéressement à long terme des périodes précédentes, auparavant comptabilisées dans les charges d'exploitation, ont été reclassées dans les frais généraux et frais d'administration afin que leur présentation soit conforme à celle adoptée pour l'exercice clos le 31 décembre 2015.

Lorsque les dépenses d'investissement sont supérieures aux flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation tirés du secteur Sables bitumineux, elles sont financées par les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation provenant des activités du secteur Hydrocarbures classiques et les fonds en caisse.

Variation des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ont reculé de 19 % au troisième trimestre de 2016, en regard de 2015, principalement en raison de la baisse des profits réalisés relativement à la gestion des risques, facteur partiellement contrebalancé par la hausse des prix du pétrole brut et des volumes de ventes.



1) Les produits des activités ordinaires tiennent compte de la valeur des condensats vendus pour la fluidification du pétrole lourd. Les coûts des condensats sont comptabilisés dans les frais de transport et de fluidification. Le prix du pétrole brut exclut l'incidence des condensats achetés.

Produits des activités ordinaires

Prix

Pour le troisième trimestre, le prix de vente moyen sur le pétrole brut s'est situé à 31,30 \$ le baril, soit une hausse de 3 % par rapport à 2015. La hausse du prix du pétrole brut réalisé par la société résulte de la baisse du coût des condensats utilisés pour la fluidification, de l'amenuisement de l'écart entre les prix de référence du WCS et du Christina Dilbit Blend (« CDB ») et de l'accroissement des ventes sur le marché américain, qui permet généralement de dégager un prix de vente supérieur, facteurs partiellement contrebalancés par le recul du prix de référence du WCS.

Le prix de vente du bitume dépend notamment du coût des condensats employés pour la fluidification. Les ratios de fluidification de la société se situent dans une fourchette de 25 % à 33 % environ. Lorsque le coût des condensats baisse par rapport au prix du pétrole brut dilué, le prix de vente de la société pour le bitume augmente. En raison de la forte demande de condensats à Edmonton, la société achète aussi des condensats sur le marché des États-Unis. Ainsi, le coût des condensats de la société dépasse habituellement le prix de référence d'Edmonton en raison du transport entre le marché et les champs pétroliers. De plus, il peut s'écouler jusqu'à trois mois entre le moment où la société achète les condensats et celui où elle les mélange avec sa production. Le contexte de hausse des prix sera dans une certaine mesure favorable au prix de vente du bitume de la société, puisque celle-ci utilise des condensats achetés plus tôt au cours de l'exercice à un prix moins élevé.

L'écart entre le WCS et le CDB s'est rétréci pour se chiffrer à un escompte de 2,05 \$ US le baril (3,00 \$ US le baril en 2015). Au troisième trimestre, 88 % de la production de Christina Lake a été vendue à titre de CDB (84 % en 2015), le reste étant vendu à même le WCS. La production de Christina Lake, qu'elle soit offerte à titre de CDB ou incorporée au WCS et alors assujettie à une charge de péréquation liée à la qualité, se vend à escompte par rapport au WCS.

Volumes de production

(en barils par jour)	Trimestres clos les 30 septembre		
	2016	Variation	2015
Foster Creek	73 798	3 %	71 414
Christina Lake	79 793	6 %	75 329
	153 591	5 %	146 743

La production a augmenté à Foster Creek entre 2015 et le troisième trimestre en raison principalement des volumes de production supplémentaires provenant des installations de traitement du pétrole de la phase G et de la mise en service de nouveaux puits. La phase G, qui devrait prendre 18 mois, se déroule comme prévu. En 2015, le projet Foster Creek a affiché une forte production initiale après l'interruption temporaire des activités au deuxième trimestre en raison d'un incendie de forêt à proximité.

La production à Christina Lake a été supérieure pour le troisième trimestre de 2015 grâce à la mise en service de nouveaux puits, à la hausse de la production provenant du projet d'optimisation réalisé en 2015 et au rendement constant des installations de la société.

Condensats

Le bitume produit à l'heure actuelle par Cenovus doit être mélangé à des condensats qui en réduisent la consistance avant son transport en vue de sa commercialisation. Les produits des activités ordinaires représentent la valeur totale du pétrole brut fluidifié vendu et tiennent compte de la valeur des condensats. Étant donné l'élargissement de l'écart entre le WCS et les condensats au cours du troisième trimestre, la proportion du coût des condensats récupéré a diminué.

Redevances

Les redevances pour les projets de sables bitumineux de la société sont établies en fonction de taux fixés par le gouvernement selon que le projet a atteint ou non le stade de récupération des coûts, et fondés sur une échelle mobile en utilisant le prix de référence du WTI exprimé en équivalent de dollars canadiens. Le calcul des redevances varie d'un bien à l'autre.

À Foster Creek, qui est un projet ayant atteint le stade de récupération des coûts, les redevances sont établies d'après un calcul du taux annualisé fondé sur le plus élevé 1) des produits bruts multipliés par le taux de redevance applicable (entre 1 % et 9 %, selon l'équivalent en dollars canadiens du prix de référence du WTI) et 2) des profits nets du projet multipliés par le taux de redevance applicable (entre 25 % et 40 %, selon l'équivalent en dollars canadiens du prix de référence du WTI). Les produits bruts dépendent des volumes de vente et des prix de vente. Les profits nets sont tributaires des volumes de vente, des prix de vente et des charges d'exploitation et des dépenses d'investissement autorisées. Le calcul des redevances était fonction des produits bruts en 2016 et en 2015.

À Christina Lake, un projet qui n'a pas atteint le stade de récupération des coûts, les redevances sont établies d'après un calcul mensuel qui applique un taux de redevance (allant de 1 % à 9 %, selon l'équivalent en dollars canadiens du prix de référence du WTI) aux produits bruts du projet.

Taux de redevance réel

(en pourcentage)	Trimestres clos les	
	30 septembre 2016	2015
Foster Creek	0,8	0,8
Christina Lake	1,6	3,7

Les redevances ont diminué de 3 M\$ au troisième trimestre par rapport à la même période en 2015, principalement à cause du recul du prix de référence du WTI utilisé pour le calcul des redevances, qui a été atténué par des prix de vente du pétrole brut et l'accroissement des volumes de vente.

Charges

Transport et fluidification

Les frais de transport et de fluidification ont baissé légèrement. La diminution des coûts liés à la fluidification est attribuable surtout à la baisse des prix des condensats, qui a été annulée en partie par l'accroissement des volumes de condensats requis pour l'augmentation de la production de bitume. Les coûts des condensats ont été supérieurs au prix de référence moyen au troisième trimestre, à cause des coûts de transport associés à l'acheminement des condensats d'un point d'achat vers les projets de sables bitumineux de Cenovus.

Les frais de transport ont augmenté surtout en raison des tarifs imputables aux ventes additionnelles réalisées sur le marché américain, qui sont assorties de prix de vente plus élevés, et des volumes expédiés supérieurs par suite de l'augmentation de la production. La croissance future de la production devrait réduire les frais de transport par baril de la société.

Malgré la hausse des volumes transportés, les frais de transport par rail ont diminué, car les volumes ont été transportés sur de plus courtes distances. La société a déplacé par transport ferroviaire en moyenne 15 145 barils bruts de pétrole brut par jour, dont 22 expéditions par train-bloc, y compris 19 qui ont été chargées au terminal de transport ferroviaire de pétrole brut de la société, situé à Bruderheim, en Alberta (6 642 barils bruts par jour, dont 10 expéditions par train-bloc en 2015).

Charges d'exploitation

Les principales composantes des charges d'exploitation au troisième trimestre de 2016 ont été la main-d'œuvre, le carburant, les coûts des produits chimiques, les réparations et la maintenance ainsi que les reconditionnements. Au total, les charges d'exploitation ont fléchi de 2 M\$ en raison surtout du repli des activités de réparation et de maintenance, des taxes foncières, des frais de location et des coûts de l'électricité, repli partiellement compensé par l'accroissement des coûts de reconditionnement.

Charges d'exploitation unitaires

(\$/baril)	Trimestres clos les 30 septembre		2015
	2016	Variation	
Foster Creek			
Carburant	2,44	(8) %	2,65
Autres coûts ¹⁾	7,19	(17) %	8,62
Total	9,63	(15) %	11,27
Christina Lake			
Carburant	2,14	(7) %	2,30
Autres coûts ¹⁾	5,58	1 %	5,50
Total	7,72	(1) %	7,80
Total	8,65	(9) %	9,46

1) Les primes d'intéressement à long terme des périodes précédentes, auparavant comptabilisées dans les charges d'exploitation, ont été reclassées dans les frais généraux et frais d'administration afin que leur présentation soit conforme à celle adoptée pour l'exercice clos le 31 décembre 2015.

À Foster Creek, les coûts du carburant ont diminué principalement en raison de la baisse du prix du gaz naturel, qui a été en partie contrebalancée par un accroissement de l'utilisation de carburant par baril. Les charges d'exploitation autres que le carburant ont diminué, surtout en raison des facteurs suivants :

- la diminution des coûts liés aux réparations et à la maintenance par suite de la priorité accordée aux activités d'exploitation essentielles;
- l'accroissement des volumes de production;
- la réduction des coûts de main-d'œuvre.

À Christina Lake, le coût du carburant a fléchi par suite de la baisse du prix du gaz naturel, en partie annulée par une augmentation de la consommation unitaire de carburant. Les charges d'exploitation autres que le carburant sont demeurées relativement constantes depuis 2015.

Prix nets opérationnels

(\$/baril)	Foster Creek		Christina Lake	
	Trimestres clos les 30 septembre			
	2016	2015	2016	2015
Prix ¹⁾	33,61	33,35	29,11	27,46
Redevances	0,19	0,20	0,41	0,83
Transport et fluidification ¹⁾	8,38	8,50	4,49	5,00
Charges d'exploitation ²⁾	9,63	11,27	7,72	7,80
Prix nets, compte non tenu des opérations réalisées au titre de la gestion des risques	15,41	13,38	16,49	13,83
Opérations réalisées au titre de la gestion des risques	2,37	11,93	2,38	9,41
Prix nets, compte tenu des opérations réalisées au titre de la gestion des risques	17,78	25,31	18,87	23,24

1) Les prix du pétrole lourd et les frais de transport et de fluidification ne tiennent pas compte du coût d'achat des condensats qui sont mélangés au pétrole lourd. Le coût des condensats, calculé en fonction du baril de pétrole brut avant fluidification, s'est chiffré à 22,82 \$ le baril au troisième trimestre (24,20 \$ le baril en 2015) pour Foster Creek et à 23,93 \$ le baril (26,42 \$ le baril en 2015) pour Christina Lake.

2) Les primes d'intéressement à long terme des périodes précédentes, auparavant comptabilisées dans les charges d'exploitation, ont été reclassées dans les frais généraux et frais d'administration afin que leur présentation soit conforme à celle adoptée pour l'exercice clos le 31 décembre 2015.

Gestion des risques

Les activités liées à la gestion des risques ont engendré des profits réalisés de 35 M\$ au troisième trimestre (143 M\$ en 2015), ce qui cadre avec le fait que les prix fixés par contrat de la société ont été supérieurs aux prix de référence moyens.

Comparaison des semestres clos les 30 septembre 2016 et 2015

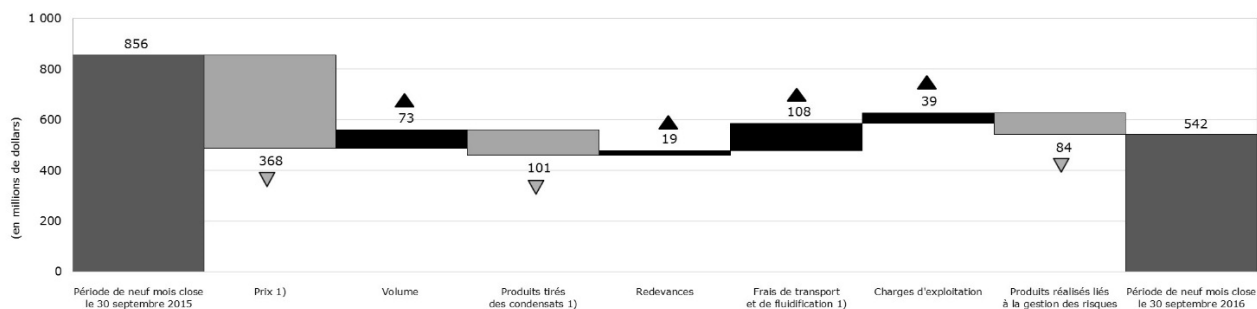
Résultats financiers

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2016	2015
Chiffre d'affaires brut	1 960	2 356
Déduire : redevances	7	26
Produits des activités ordinaires	1 953	2 330
Charges		
Transport et fluidification	1 228	1 336
Activités d'exploitation ¹⁾	348	387
(Profit) perte lié à la gestion des risques	(165)	(249)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	542	856
Dépenses d'investissement	472	945
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, déduction faite des dépenses d'investissement connexes	70	(89)

1) Les primes d'intéressement à long terme des périodes précédentes, auparavant comptabilisées dans les charges d'exploitation, ont été reclassées dans les frais généraux et frais d'administration afin que leur présentation soit conforme à celle adoptée pour l'exercice clos le 31 décembre 2015.

L'excédent des dépenses d'investissement par rapport aux flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation tirés du secteur Sables bitumineux a été financé par les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation provenant des activités des secteurs Hydrocarbures classiques et Raffinage et commercialisation.

Variation des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation



1) Les produits des activités ordinaires tiennent compte de la valeur des condensats vendus pour la fluidification du pétrole lourd. Les coûts des condensats sont comptabilisés dans les frais de transport et de fluidification. Le prix du pétrole brut exclut l'incidence des condensats achetés.

Produits des activités ordinaires

Prix

Les prix moyens pour le cumul de l'exercice ont été fortement touchés par les prix de vente du pétrole brut au premier trimestre, qui se sont établis à environ 65 % de moins que ceux du deuxième et du troisième trimestres. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2016, le prix de vente moyen sur le pétrole brut s'est situé à 24,28 \$ le baril, soit une baisse de 28 % par rapport à 2015. La diminution du prix de vente du pétrole brut par la société cadre avec la baisse des prix de référence du WCS et du CDB, atténuée en partie par le recul du coût des condensats employés pour la fluidification, la dépréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain et l'accroissement des ventes sur le marché américain, qui permettent généralement de dégager un prix de vente supérieur.

Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2015, 89 % de la production de Christina Lake a été vendue à titre de CDB (86 % en 2015), le reste étant vendu à même le WCS.

Volumes de production

(en barils par jour)	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre		
	2016	Variation	2015
Foster Creek	66 435	1 %	65 906
Christina Lake	78 321	5 %	74 720
	144 756	3 %	140 626

Depuis le début de l'exercice, la production a augmenté à Foster Creek en raison principalement des volumes de production supplémentaires provenant des installations de la phase G et de la mise en service de nouveaux puits. En 2015, la production a reculé d'environ 3 500 barils par jour en raison d'un incendie de forêt ayant éclaté à proximité et entraîné l'interruption temporaire des activités au deuxième trimestre.

La production à Christina Lake a été supérieure pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2016 grâce à la hausse de la production provenant de nouveaux puits et du projet d'optimisation réalisé en 2015, en plus du rendement constant des installations de la société.

Redevances

Taux de redevance réel

(en pourcentage)	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2016	2015
Foster Creek	0,5	2,1
Christina Lake	1,4	3,0

Les redevances ont diminué de 19 M\$ en regard de 2015. La faiblesse des prix de vente du pétrole brut ainsi que la mise à jour du calcul des redevances en 2015 à Foster Creek se sont traduites par une diminution du taux global de redevance en 2016. En 2015, Cenovus a reçu l'approbation des organismes de réglementation lui permettant d'inclure certaines dépenses d'investissement d'exercices précédents dans son calcul des redevances. Elle a donc comptabilisé un crédit correspondant, qui a réduit le taux global de redevances. Compte non tenu de ce crédit, le taux de redevance réel à Foster Creek se serait chiffré à 3,6 % en 2015. Le calcul des redevances était fonction des produits bruts en 2016 et en 2015.

Le taux de redevance à Christina Lake a fléchi en 2016 par suite de la baisse des prix de vente réalisés et du repli du prix de référence du WTI.

Charges

Transport et fluidification

Les frais de transport et de fluidification ont baissé de 108 M\$, soit 8 %. La diminution des coûts liés à la fluidification est attribuable surtout à la baisse des prix des condensats, qui a été annulée en partie par l'accroissement des volumes de condensats rendu nécessaire par l'augmentation de la production de bitume. Les coûts des condensats ont été supérieurs au prix de référence moyen en 2016, à cause des coûts de transport associés à l'acheminement des condensats vers les projets de sables bitumineux de Cenovus.

Les frais de transport ont augmenté surtout en raison des tarifs imputables aux ventes additionnelles réalisées sur le marché américain, qui sont habituellement assorties d'un prix de vente plus élevé, et des volumes expédiés supérieurs par suite de l'augmentation de la production. La croissance future de la production devrait réduire les frais de transport par baril de la société.

Malgré la hausse des volumes transportés, les frais de transport par rail ont diminué, car les volumes ont été transportés sur de plus courtes distances. La société a déplacé par transport ferroviaire en moyenne 10 212 barils bruts de pétrole brut par jour, dont 45 expéditions par train-bloc, y compris 42 qui ont été chargées au terminal de transport ferroviaire de pétrole brut de la société, situé à Bruderheim, en Alberta (7 889 barils bruts par jour, dont 36 expéditions par train-bloc en 2015).

Charges d'exploitation

Les principales composantes des charges d'exploitation pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2016 ont été la main-d'œuvre, le carburant, les reconditionnements, les produits chimiques et les réparations et la maintenance. Au total, les charges d'exploitation ont fléchi de 39 M\$ en raison surtout de la réduction des activités de réparation et de maintenance, de la baisse des prix du gaz naturel qui a entraîné une diminution des coûts du carburant et de la réduction de l'effectif.

Charges d'exploitation unitaires

(\$/baril)	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre		
	2016	Variation	2015
Foster Creek			
Carburant	2,20	(21) %	2,78
Autres coûts ¹⁾	8,32	(18) %	10,14
Total	10,52	(19) %	12,92
Christina Lake			
Carburant	1,85	(17) %	2,22
Autres coûts ¹⁾	5,39	(8) %	5,86
Total	7,24	(10) %	8,08
Total	8,74	(15) %	10,32

1) Les primes d'intéressement à long terme des périodes précédentes, auparavant comptabilisées dans les charges d'exploitation, ont été reclassées dans les frais généraux et frais d'administration afin que leur présentation soit conforme à celle adoptée pour l'exercice clos le 31 décembre 2015.

À Foster Creek, les coûts du carburant ont diminué en raison de la baisse du prix du gaz naturel, qui a été en partie contrebalancée par un accroissement de l'utilisation de carburant par baril. Les charges d'exploitation autres que le carburant ont diminué, en raison principalement des facteurs suivants :

- la diminution des coûts liés aux réparations et à la maintenance par suite de la priorité accordée aux activités d'exploitation essentielles;
- la hausse de la production;
- les réductions d'effectifs;
- une réduction des charges de reconditionnement découlant de la baisse des activités de maintenance des puits.

À Christina Lake, le coût du carburant a fléchi par suite de la baisse du prix du gaz naturel, en partie annulée par une augmentation de la consommation unitaire de carburant. Les charges d'exploitation autres que le carburant ont diminué en raison des facteurs suivants :

- un accroissement de la production;
- la baisse des coûts des produits chimiques faisant suite aux innovations relatives à la chaîne d'approvisionnement.

Ces diminutions ont été contrebalancées par l'accroissement des coûts de reconditionnement découlant du remplacement d'un plus grand nombre de pompes.

Prix nets opérationnels

(\$/baril)	Foster Creek		Christina Lake	
	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2016	2015	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2016	2015
Prix ¹⁾	26,97	36,58	22,01	30,92
Redevances	0,10	0,59	0,25	0,80
Transport et fluidification ¹⁾	9,43	8,95	4,89	4,49
Charges d'exploitation ²⁾	10,52	12,92	7,24	8,08
Prix nets, compte non tenu des opérations réalisées au titre de la gestion des risques	6,92	14,12	9,63	17,55
Opérations réalisées au titre de la gestion des risques	4,37	7,36	3,95	6,01
Prix nets, compte tenu des opérations réalisées au titre de la gestion des risques	11,29	21,48	13,58	23,56

1) Les prix du pétrole lourd et les frais de transport et de fluidification ne tiennent pas compte du coût d'achat des condensats qui sont mélangés au pétrole lourd. Le coût des condensats, calculé en fonction du baril de pétrole brut avant fluidification, s'est chiffré à 24,43 \$ le baril (27,94 \$ le baril en 2015) pour Foster Creek et à 25,52 \$ le baril (30,23 \$ le baril en 2015) pour Christina Lake.

2) Les primes d'intéressement à long terme des périodes précédentes, auparavant comptabilisées dans les charges d'exploitation, ont été reclassées dans les frais généraux et frais d'administration afin que leur présentation soit conforme à celle adoptée pour l'exercice clos le 31 décembre 2015.

Gestion des risques

Les activités liées à la gestion des risques ont engendré des profits réalisés de 165 M\$ pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2016 (249 M\$ en 2015), ce qui cadre avec le fait que les prix fixés par contrat de la société ont été supérieurs aux prix de référence moyens.

Sables bitumineux – gaz naturel

Le secteur Sables bitumineux comprend les activités liées au gaz naturel dans le nord-est de l'Alberta. Une partie de la production de gaz naturel tirée du bien situé en Athabasca sert de carburant à Foster Creek. La production de gaz naturel de la société pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2016, déduction faite de cette consommation interne, s'est chiffrée à 18 Mpi³/j et à 17 Mpi³/j, respectivement (19 Mpi³/j et 20 Mpi³/j en 2015, respectivement).

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation provenant de la production de gaz naturel du secteur Sables bitumineux se sont établis à 3 M\$ au troisième trimestre (3 M\$ en 2015) et à 4 M\$ depuis le début de l'exercice (7 M\$ en 2015), reculant principalement à cause de la baisse des prix de vente réalisés pour le gaz naturel.

Sables bitumineux – dépenses d'investissement

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2016	2015	2016	2015
Foster Creek	54	96	211	318
Christina Lake	47	147	222	515
	101	243	433	833
Narrows Lake	1	12	6	41
Telephone Lake	3	4	13	19
Grand Rapids	-	6	5	32
Autres ¹⁾	5	7	19	21
Dépenses d'investissement²⁾	110	272	476	946

1) Comprend les nouvelles zones de ressources et le gaz naturel d'Athabasca.

2) Comprend les dépenses liées aux immobilisations corporelles ainsi qu'aux actifs de prospection et d'évaluation.

Projets existants

À Foster Creek et à Christina Lake en 2016, les dépenses d'investissement visaient des investissements de maintien liés à la production actuelle et, au premier trimestre, au forage de puits stratigraphiques destinés à aider à délimiter les emplacements des plateformes d'exploitation pour les puits de maintien et les phases d'expansion à court terme. Des capitaux ont aussi été investis en 2016 pour terminer la phase G de Foster Creek et faire progresser la phase F de Christina Lake. Les dépenses d'investissement à Foster Creek et à Christina Lake ont diminué au troisième trimestre ainsi que depuis le début de l'exercice en raison surtout des réductions de dépenses décidées à cause de la faiblesse des prix des marchandises. À Christina Lake, les dépenses d'investissement ont diminué aussi parce que le projet d'optimisation a été achevé en 2015.

Les dépenses d'investissement à Narrows Lake étaient axées sur les travaux techniques détaillés en 2016. Les investissements ont diminué en 2016 par rapport à la période correspondante de 2015 par suite de l'interruption de la construction à Narrows Lake.

Nouveaux projets

À Telephone Lake, les dépenses d'investissement ont diminué en 2016 en réaction à la faiblesse actuelle des prix des marchandises. En 2016, les dépenses d'investissement consacrées à Telephone Lake ont visé surtout l'ingénierie préliminaire des installations centrales de traitement.

À Grand Rapids, les dépenses d'investissement ont diminué en 2016 et se sont limitées à la réduction progressive des activités du projet pilote de DGMV. En 2015, une troisième paire de puits pilotes avait été terminée à Grand Rapids.

Travaux de forage¹⁾

	Puits de forage stratigraphique bruts ²⁾		Puits productifs bruts ³⁾	
	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre			
	2016	2015	2016	2015
Foster Creek	95	122	18	21
Christina Lake	97	36	24	67
	192	158	42	88
Grand Rapids	-	-	-	1
Autres	5	-	-	-
	197	158	42	89

- 1) La société n'a foré aucun puits de service brut au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2016 (7 puits de service bruts en 2015).
- 2) Compte tenu des puits forés à l'aide du système de forage SkyStrat^{MC}, qui fait appel à un hélicoptère et à un appareil de forage léger pour permettre le forage sécuritaire de puits stratigraphiques dans des zones éloignées en toute période de l'année. Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2016, la société n'a foré aucun puits à l'aide de son système de forage SkyStrat^{MC} (7 puits bruts en 2015).
- 3) Les paires de puits de DGMV comptent pour un seul puits productif.

Dépenses d'investissement futures

Étant donné la faiblesse des prix des marchandises, Cenovus a adopté une démarche plus modérée et graduelle à l'égard de l'expansion future des sables bitumineux.

Projets existants

À Foster Creek, les phases A à G sont actuellement en production. La production supplémentaire provenant de la phase G a été ajoutée au troisième trimestre et atteindra le niveau prévu après environ 18 mois. La société s'attend à ce que la phase G accroisse la capacité nominale initiale de 30 000 barils bruts par jour. Les dépenses d'investissement de 2016 devraient atteindre entre 250 M\$ et 270 M\$ et être axées sur les investissements de maintien visant la production existante et l'expansion de la phase G. Les dépenses se rapportant aux travaux de construction de la phase H ont été reportées en raison de la faiblesse des prix des marchandises, ce qui repousse son démarrage prévu au-delà de 2017. La phase H est d'une capacité nominale initiale de 30 000 barils bruts par jour. En décembre 2014, la société a reçu l'autorisation des organismes de réglementation à l'égard de l'expansion de la phase J, d'une capacité de 50 000 barils bruts par jour.

À Christina Lake, les phases A à E sont en production. La mise en service de l'installation de la phase F, y compris la cogénération, est en cours. La société a commencé la production de vapeur au troisième trimestre et prévoit qu'elle accroîtra sa production au quatrième trimestre de 2016. La phase F devrait accroître la capacité de production brute de 50 000 barils par jour et atteindre la capacité nominale après environ 12 mois. Les dépenses d'investissement de 2016 devraient se chiffrer entre 265 M\$ et 285 M\$ et être axées sur les investissements de maintien visant la production existante et l'expansion de la phase F. En 2015, les travaux de construction de la phase G ont été reportés en raison de la faiblesse des prix des marchandises, ce qui repousse son démarrage prévu au-delà de 2017. La phase G est d'une capacité nominale initiale de 50 000 barils bruts par jour. La société a reçu l'aval des organismes de réglementation, en décembre 2015, visant l'expansion de la phase H, qui représente 50 000 barils bruts par jour.

Pour 2016, il est prévu que les dépenses d'investissement à Narrows Lake s'établissent entre 5 M\$ et 10 M\$ et portent sur les travaux techniques détaillés de la phase A et la préservation du matériel lié à l'interruption de la construction.

Nouveaux projets

La société prévoit investir en 2016 des capitaux de 35 M\$ à 45 M\$ dans ses nouvelles zones de ressources.

Amortissement et épuisement

L'épuisement des biens de pétrole brut et de gaz naturel est calculé selon le mode des unités d'œuvre en fonction des réserves prouvées. Le taux d'épuisement tient compte des dépenses engagées jusqu'à maintenant et des dépenses de mise en valeur qu'il faudra encore engager pour mettre en valeur les réserves prouvées. Ce taux, qui est calculé pour chaque zone, est ensuite appliqué au volume de vente et permet de déterminer la charge d'amortissement et d'épuisement d'une période donnée. La société est d'avis que cette méthode de calcul de la charge d'amortissement et d'épuisement attribuée à chaque baril d'équivalent de pétrole brut vendu sa quote-part du coût des capitaux investis sur la durée de vie estimative totale du bien exploité, qui est représentée par les réserves prouvées.

Le tableau ci-dessous illustre le calcul du taux d'épuisement implicite des actifs en amont à l'aide des données consolidées présentées :

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	31 décembre 2015
Immobilisations corporelles en amont	12 627
Dépenses d'investissement futures estimatives	19 671
Total du coût de base estimatif des immobilisations corporelles en amont	32 298
Total des réserves prouvées (Mbep)	2 546
Taux d'épuisement implicite (\$/bep)	12,69

Ce tableau illustre le calcul du taux d'épuisement implicite; cependant, le taux d'épuisement moyen réel de la société est légèrement plus élevé et se situe entre 13,50 \$ et 14,50 \$ le bep. Les actifs en construction, qui, aux fins de ce calcul implicite, sont inclus dans le total du coût de base estimatif des immobilisations corporelles en amont et auxquels sont attribuées des réserves prouvées, ne sont pas soumis en réalité à l'épuisement. De plus, le calcul du taux propre à chaque bien exclut les immobilisations en amont qui sont amorties selon le mode linéaire. Voilà pourquoi la charge d'épuisement réelle de la société diffère de celle obtenue par l'application du taux d'épuisement implicite indiqué ci-dessus. D'autres renseignements sur la méthode comptable adoptée à l'égard de l'amortissement et de l'épuisement figurent dans les notes annexes aux états financiers consolidés de Cenovus.

Au troisième trimestre, la charge d'amortissement et d'épuisement est demeurée relativement stable. Depuis le début de l'exercice, cette charge a diminué de 23 M\$ principalement en raison de la baisse des taux connexes, facteur partiellement contrebalancé par la hausse des volumes de vente et des pertes de valeur. Les pertes de valeur de 16 M\$ ont découlé des coûts préliminaires d'ingénierie associés à un projet abandonné et du matériel dont la valeur a été réduite au montant recouvrable.

Le taux d'épuisement moyen s'est établi à environ 11,55 \$ le baril en regard de 11,65 \$ le baril en 2015, étant donné que les ajouts aux réserves prouvées neutralisent l'incidence de la hausse de la charge d'amortissement et d'épuisement et des dépenses de mise en valeur futures. Les coûts de mise en valeur futurs, qui composent environ 60 % de la base épuisable, se sont accrus en raison de l'expansion de la zone mise en valeur à Christina Lake.

HYDROCARBURES CLASSIQUES

Le secteur Hydrocarbures classiques comprend des actifs de pétrole brut et de gaz naturel en Alberta et en Saskatchewan qui dégagent des flux de trésorerie fiables, à savoir le projet de récupération assistée des hydrocarbures à l'aide du CO₂ de Weyburn, les actifs de pétrole lourd de Pelican Lake dont la production repose sur l'injection de polymères et d'eau, et les nouveaux actifs de pétrole avare en Alberta. Les actifs établis de ce secteur revêtent une importance stratégique de par leurs réserves de longue durée, leur exploitation stable et la diversité des produits de pétrole brut qui en sont tirés. Les flux de trésorerie dégagés des activités du secteur Hydrocarbures classiques contribuent à financer les occasions de croissance futures du secteur Sables bitumineux de la société, alors que la production de gaz naturel de la société sert de couverture économique aux achats de gaz naturel utilisé comme carburant par les activités de sables bitumineux et celles de raffinage de la société.

Les facteurs importants ayant influé sur le secteur Hydrocarbures classiques au troisième trimestre de 2016 par rapport à 2015 sont les suivants :

- des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, déduction faite des dépenses d'investissement, de 111 M\$, soit une diminution de 41 %;
- la réduction de 24 M\$ ou de 2,56 \$ le baril des charges d'exploitation du pétrole brut;
- les prix nets opérationnels relatifs au pétrole brut et au gaz naturel, exclusion faite des opérations réalisées au titre de la gestion des risques, de 20,63 \$ le baril (19,06 \$ le baril en 2015) et de 1,25 \$ le kpi³ (1,66 \$ le kpi³ en 2015), respectivement;
- une production de pétrole brut de 54 481 barils par jour, soit une baisse de 14 %;
- la comptabilisation de pertes d'une valeur respective de 210 M\$ et de 65 M\$ associées respectivement à nos unités génératrices de produits (« UGT ») du nord de l'Alberta et de Suffield, en raison d'une baisse des prix à terme du pétrole lourd et du gaz naturel à long terme.

Hydrocarbures classiques – pétrole brut

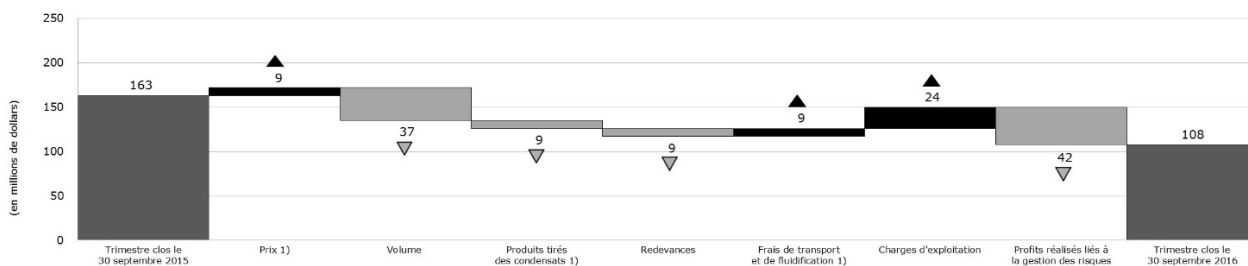
Comparaison des trimestres clos les 30 septembre 2016 et 2015

Résultats financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre	
	2016	2015
Chiffre d'affaires brut	242	279
Déduire : redevances	32	23
Produits des activités ordinaires	210	256
Charges		
Transport et fluidification	40	49
Activités d'exploitation ¹⁾	65	89
Taxe sur la production et impôts miniers	4	4
(Profit) perte lié à la gestion des risques	(7)	(49)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	108	163
Dépenses d'investissement	39	52
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, déduction faite des dépenses d'investissement connexes	69	111

1) Les primes d'intéressement à long terme des périodes précédentes, auparavant comptabilisées dans les charges d'exploitation, ont été reclassées dans les frais généraux et frais d'administration afin que leur présentation soit conforme à celle adoptée pour l'exercice clos le 31 décembre 2015.

Variation des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation



1) Les produits des activités ordinaires tiennent compte de la valeur des condensats vendus pour la fluidification du pétrole lourd. Les coûts des condensats sont comptabilisés dans les frais de transport et de fluidification. Le prix du pétrole brut exclut l'incidence des condensats achetés.

Produits des activités ordinaires

Prix

Les actifs de pétrole brut du secteur Hydrocarbures classiques de la société produisent une gamme diversifiée de types de pétrole brut, du pétrole lourd, qui garantit un prix fondé sur le prix de référence du WCS, au pétrole léger, qui dégage un prix plus près du prix de référence du WTI.

Le prix de vente réalisé sur le pétrole brut par la société s'est chiffré en moyenne à 44,24 \$ le baril au troisième trimestre, soit une hausse de 4 % par rapport à 2015, ce qui concorde avec la diminution du coût des condensats utilisés pour la fluidification du pétrole lourd de la société, facteur partiellement compensé par le fléchissement des prix de référence du pétrole brut, déduction faite des écarts applicables. Lorsque le coût des condensats baisse par rapport au prix du pétrole brut dilué, le prix réalisé par la société pour le pétrole lourd monte. En raison de la forte demande de condensats à Edmonton, la société achète aussi des condensats sur le marché des États-Unis. Ainsi, le coût des condensats de la société dépasse habituellement le prix de référence d'Edmonton en raison du transport entre le marché et les champs pétroliers. De plus, il peut s'écouler jusqu'à trois mois entre le moment où la société achète les condensats et celui où elle les mélange avec sa production. Le contexte de hausse des prix sera dans une certaine mesure favorable au prix de vente du pétrole lourd de la société, puisque celle-ci utilise des condensats achetés plus tôt au cours de l'exercice à un prix moins élevé.

Volumes de production

(en barils par jour)	Trimestres clos les 30 septembre		2015
	2016	Variation	
Pétrole lourd	28 096	(17) %	33 997
Pétrole léger et moyen	25 311	(11) %	28 491
LGN	1 074	(10) %	1 191
	54 481	(14) %	63 679

La production de pétrole brut a diminué en raison des baisses normales de rendement prévues et de la vente des terrains détenus en propriété inconditionnelle assortis de droits de redevances et de droits miniers. L'apport à la production des actifs cédés s'était chiffré en moyenne à 1 250 barils par jour au troisième trimestre de 2015.

Condensats

Le pétrole lourd que Cenovus produit à l'heure actuelle doit être mélangé à des condensats qui en réduisent la consistance avant son transport en vue de sa commercialisation. Les ratios de fluidification de la société vont de 10 % à 16 %. Les produits des activités ordinaires représentent la valeur totale du pétrole brut fluidifié vendu et tiennent compte de la valeur des condensats. Étant donné l'élargissement de l'écart entre le WCS et les condensats au cours du troisième trimestre, la proportion du coût des condensats récupéré a diminué.

Redevances

Les redevances ont augmenté au troisième trimestre, principalement par suite d'une baisse des charges d'exploitation et des dépenses en immobilisations admissibles à Pelican Lake et à Weyburn et des redevances supplémentaires encaissées par suite de la vente en 2015 de la participation de la société dans des terrains détenus en propriété inconditionnelle assortis de droits de redevances et de droits miniers, en plus d'une augmentation des prix de vente, en partie contrebalancée par une réduction des volumes de vente. Au troisième trimestre, le taux de redevance réel relatif à l'ensemble des biens de pétrole brut du secteur Hydrocarbures classiques s'est établi à 15,8 % (10,1 % en 2015).

À Pelican Lake, les redevances à la Couronne sont établies selon le calcul des redevances pour les projets de sables bitumineux. Pelican Lake est un projet qui a atteint le stade de récupération des coûts, donc les redevances sont établies d'après un calcul du taux annualisé fondé sur le plus élevé 1) des produits bruts multipliés par le taux de redevance applicable (entre 1 % et 9 %, selon l'équivalent en dollars canadiens du prix de référence du WTI) et 2) des profits nets du projet multipliés par le taux de redevance applicable (entre 25 % et 40 %, selon l'équivalent en dollars canadiens du prix de référence du WTI). Les produits bruts dépendent des volumes de vente et des prix de vente. Les profits nets sont tributaires des volumes, des prix de vente et des charges d'exploitation et des dépenses d'investissement autorisées. Le calcul des redevances à la Couronne pour Pelican Lake est fonction des profits nets.

Au troisième trimestre de 2016, la taxe sur la production et les impôts miniers sont demeurés stables, la vente en 2015 des terrains détenus en propriété inconditionnelle assortis de droits de redevances et de droits miniers ayant été contrebalancée par la hausse des prix du pétrole brut.

Charges

Transport et fluidification

Les frais de transport et de fluidification ont diminué de 9 M\$. Les frais de fluidification ont fléchi en raison d'une diminution des volumes de condensats qui cadre avec la réduction de la production et de la baisse des prix des condensats.

Les frais de transport sont demeurés stables en raison d'une diminution des volumes de vente, facteur contrebalancé par une hausse des coûts associée à l'optimisation des ventes de la société et par les coûts additionnels découlant des engagements de transport par pipeline excédant la production actuelle.

Charges d'exploitation

Les principales composantes des charges d'exploitation de la société au troisième trimestre de 2016 ont été la main-d'œuvre, les reconditionnements, l'électricité et les taxes foncières et les coûts de location. Les charges d'exploitation ont baissé de 17 %, pour s'établir à 12,89 \$ le baril, principalement en raison des facteurs suivants :

- la diminution des coûts liés aux réductions de la main-d'œuvre réalisées à la fin de 2015 et au début de 2016;
- la baisse des coûts des produits chimiques par suite de l'utilisation réduite de polymères;
- la diminution des coûts liés aux réparations et à la maintenance et des coûts de reconditionnement par suite de l'accent mis sur les activités critiques et la réalisation d'efficacités opérationnelles;
- la réduction des coûts d'électricité en raison d'un recul des prix et d'une diminution de la consommation.

La diminution des charges a été en partie annulée par la baisse de la production.

Prix nets opérationnels

(\$/baril)	Pétrole lourd		Pétrole léger et moyen	
	Trimestres clos les 30 septembre			
	2016	2015	2016	2015
Prix ¹⁾	40,50	37,09	48,97	49,57
Redevances	3,97	1,73	8,91	7,02
Transport et fluidification ¹⁾	4,86	3,36	2,71	2,88
Charges d'exploitation ²⁾	12,43	15,59	13,94	15,92
Taxes sur la production et impôts miniers	0,01	0,07	1,48	1,60
Prix net, compte non tenu des opérations réalisées au titre de la gestion des risques	19,23	16,34	21,93	22,15
Opérations réalisées au titre de la gestion des risques	1,50	9,03	1,47	8,80
Prix net, compte tenu des opérations réalisées au titre de la gestion des risques	20,73	25,37	23,40	30,95

1) Les prix du pétrole lourd et les frais de transport et de fluidification ne tiennent pas compte du coût d'achat des condensats qui sont mélangés au pétrole lourd. Le coût des condensats, calculé en fonction du baril de pétrole lourd avant fluidification, s'est chiffré à 8,31 \$ le baril (9,56 \$ en 2015) pour les biens liés au pétrole lourd de la société.

2) Les primes d'intéressement à long terme des périodes précédentes, auparavant comptabilisées dans les charges d'exploitation, ont été reclassées dans les frais généraux et frais d'administration afin que leur présentation soit conforme à celle adoptée pour l'exercice clos le 31 décembre 2015.

Gestion des risques

Les activités liées à la gestion des risques au troisième trimestre ont donné lieu à des profits réalisés de 7 M\$ (49 M\$ en 2015), ce qui cadre avec le fait que les prix de référence moyens étaient inférieurs aux prix contractuels de Cenovus.

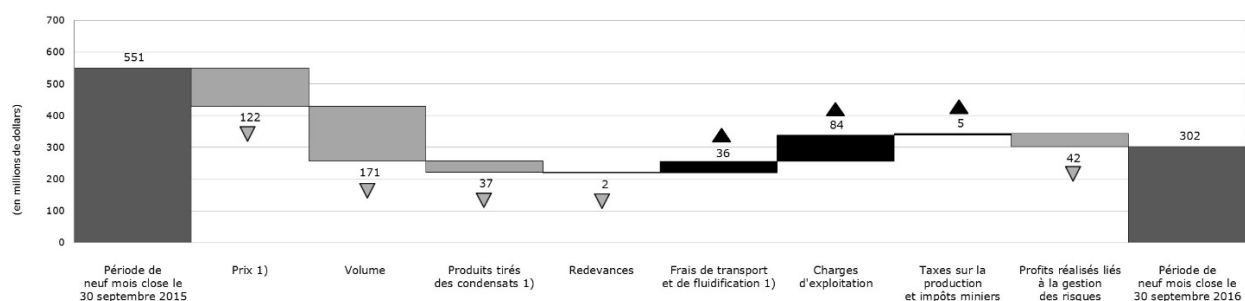
Comparaison des périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2016 et 2015

Résultats financiers

(en millions de dollars)	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2016	2015
Chiffre d'affaires brut	670	1 000
Déduire : redevances	80	78
Produits des activités ordinaires	590	922
Charges		
Transport et fluidification	124	160
Activités d'exploitation ¹⁾	213	297
Taxe sur la production et impôts miniers	9	14
(Profit) perte lié à la gestion des risques	(58)	(100)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	302	551
Dépenses d'investissement	108	148
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, déduction faite des dépenses d'investissement connexes	194	403

1) Les primes d'intéressement à long terme des périodes précédentes, auparavant comptabilisées dans les charges d'exploitation, ont été reclassées dans les frais généraux et frais d'administration afin que leur présentation soit conforme à celle adoptée pour l'exercice clos le 31 décembre 2015.

Variation des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation



1) Les produits des activités ordinaires tiennent compte de la valeur des condensats vendus pour la fluidification du pétrole lourd. Les coûts des condensats sont comptabilisés dans les frais de transport et de fluidification. Le prix du pétrole brut exclut l'incidence des condensats achetés.

Produits des activités ordinaires

Prix

Le prix de vente moyen sur le pétrole brut par la société a diminué de 17 %, pour s'établir à 38,49 \$ le baril, ce qui concorde avec le recul des prix de référence du pétrole brut, après un rajustement pour tenir compte des écarts applicables.

Volumes de production

(en barils par jour)	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre		
	2016	Variation	2015
Pétrole lourd	29 276	(18) %	35 739
Pétrole léger et moyen	26 200	(18) %	31 787
LGN	1 027	(20) %	1 286
	56 503	(18) %	68 812

La production a diminué principalement en raison des baisses normales de rendement prévues et de la vente des terrains détenus en propriété inconditionnelle assortis de droits de redevances et de droits miniers en 2015. L'apport à la production annuelle des actifs cédés s'était chiffré en moyenne à 3 415 barils par jour pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2015.

Redevances

Les redevances ont augmenté légèrement par suite d'une baisse des charges d'exploitation et des dépenses en immobilisations admissibles à Pelican Lake et à Weyburn et des redevances supplémentaires encaissées par suite de la vente en 2015 de la participation de la société dans des terrains détenus en propriété inconditionnelle assortis de droits de redevances et de droits miniers, facteur en partie contrebalancé par une réduction des volumes de vente et des prix de vente. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2016, le taux de redevance réel relatif à l'ensemble des biens de pétrole brut du secteur Hydrocarbures classiques s'est établi à 14,9 % (9,3 % en 2015). Le calcul des redevances à la Couronne pour Pelican Lake était fonction des profits nets en 2016 comme en 2015.

Depuis le début de l'exercice, la taxe sur la production et les impôts miniers ont diminué, ce qui concorde avec la baisse des prix du pétrole brut en 2016 de même qu'avec la vente en 2015 des terrains détenus en propriété inconditionnelle assortis de droits de redevances et de droits miniers.

Charges

Transport et fluidification

Les frais de transport et de fluidification ont diminué de 36 M\$. Les frais de fluidification ont fléchi en raison surtout d'une diminution des volumes de condensats qui cadre avec la réduction de la production et la baisse des prix des condensats.

Les frais de transport ont reculé, principalement en raison d'une diminution des volumes de vente, facteur partiellement contrebalancé par une hausse des coûts de transport associée à l'optimisation des ventes de la société et par les coûts additionnels découlant des engagements de transport par pipeline excédant la production actuelle.

Charges d'exploitation

Les principales composantes des charges d'exploitation de la société pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2016 ont été les coûts de la main-d'œuvre, les travaux de reconditionnement, l'électricité, les taxes foncières et les coûts de location, les activités de réparation et de maintenance et la consommation de produits chimiques. Les charges d'exploitation ont baissé de 84 M\$, ou 1,85 \$ le baril. La diminution des charges d'exploitation unitaires est attribuable principalement aux facteurs ci-après.

- la diminution des coûts liés aux réparations et à la maintenance et des coûts de reconditionnement par suite de l'accent mis sur les activités opérationnelles critiques;
- la baisse des coûts des produits chimiques par suite de l'utilisation réduite de polymères;
- les réductions de l'effectif;
- la réduction des coûts d'électricité en raison d'une diminution de la consommation et d'un recul des prix.

La diminution des charges a été en partie annulée par la baisse de la production.

Prix nets opérationnels

(\$/baril)	Pétrole lourd		Pétrole léger et moyen	
	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2016	2015	2016	2015
Prix ¹⁾	34,18	42,01	43,66	52,13
Redevances	3,06	3,18	7,50	5,30
Transport et fluidification ¹⁾	4,50	3,29	2,74	2,94
Charges d'exploitation ²⁾	12,94	16,13	15,52	15,96
Taxes sur la production et impôts miniers	-	0,06	1,15	1,60
Prix net, compte non tenu des opérations réalisées au titre de la gestion des risques	13,68	19,35	16,75	26,33
Opérations réalisées au titre de la gestion des risques	3,98	5,50	3,88	5,66
Prix net, compte tenu des opérations réalisées au titre de la gestion des risques	17,66	24,85	20,63	31,99

1) Les prix du pétrole lourd et les frais de transport et de fluidification ne tiennent pas compte du coût d'achat des condensats qui sont mélangés au pétrole lourd. Le coût des condensats, calculé en fonction du baril de pétrole lourd avant fluidification, s'est chiffré à 9,58 \$ le baril (11,21 \$ le baril en 2015) pour les biens liés au pétrole lourd de la société.

2) Les primes d'intéressement à long terme des périodes précédentes, auparavant comptabilisées dans les charges d'exploitation, ont été reclassées dans les frais généraux et frais d'administration afin que leur présentation soit conforme à celle adoptée pour l'exercice clos le 31 décembre 2015.

Gestion des risques

Les activités liées à la gestion des risques pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2016 ont donné lieu à des profits réalisés de 58 M\$ (100 M\$ en 2015), ce qui cadre avec le fait que les prix de référence moyens étaient inférieurs aux prix contractuels de Cenovus.

Hydrocarbures classiques – gaz naturel

Résultats financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2016	2015	2016	2015
Chiffre d'affaires brut	86	113	221	346
Déduire : redevances	3	5	8	8
Produits des activités ordinaires	83	108	213	338
Charges				
Transport et fluidification	4	3	12	12
Activités d'exploitation	35	41	113	131
Taxe à la production et impôts miniers	-	1	-	2
(Profit) perte lié à la gestion des risques	-	(13)	1	(38)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	44	76	87	231
Dépenses d'investissement	2	3	6	9
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, déduction faite des dépenses d'investissement connexes	42	73	81	222

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation tirés du gaz naturel ont continué de contribuer au financement du secteur Sables bitumineux.

Comparaison des trimestres et des périodes de neuf mois clos les 30 septembre 2016 et 2015

Produits des activités ordinaires

Prix

Pour le trimestre clos le 30 septembre 2016, le prix de vente moyen obtenu par la société pour le gaz naturel a diminué de 17 % pour s'établir à 2,49 \$ le kpi³ et, pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2016, il a baissé de 29 % pour se chiffrer à 2,11 \$ le kpi³, ce qui cadre avec le recul du prix de référence AECO.

Production

La production a fléchi de 9 % pour se chiffrer à 374 Mpi³/j au troisième trimestre et de 11 % pour atteindre 382 Mpi³/j depuis le début de l'exercice en raison des baisses normales de rendement prévues et de la vente de terrains détenus en propriété inconditionnelle assortis de droits de redevances et de droits miniers. Les actifs cédés avaient produit 6 Mpi³/j et 13 Mpi³/j, respectivement, pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2015.

Redevances

Les redevances sont demeurées relativement stables parce que les redevances supplémentaires encaissées par suite de la vente de la participation de la société dans des terrains détenus en propriété inconditionnelle assortis de droits de redevances et de droits miniers ont été contrebalancées par la baisse des prix et de la production. Le taux de redevance moyen au troisième trimestre s'est chiffré à 4,5 % (4,1 % en 2015) et à 4,4 % depuis le début de l'exercice (2,3 % en 2015).

Charges

Transport

Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2016, les frais de transport sont restés les mêmes qu'en 2015. Les réductions de coûts découlant de la diminution des volumes de vente ont été contrebalancées par les charges additionnelles liées à la mise à jour des contrats de transport en 2015.

Charges d'exploitation

Les principales composantes des charges d'exploitation de la société pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2016 ont été les taxes foncières, les frais de location et la main-d'œuvre. Les charges d'exploitation pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2016 se sont repliées de 6 M\$ et de 18 M\$, respectivement, par suite essentiellement de la réduction des coûts de main-d'œuvre, d'une diminution des travaux de réparation et d'entretien et de la baisse des prix de l'électricité.

Gestion des risques

Les activités liées à la gestion des risques ont donné lieu à une incidence de néant au troisième trimestre et à des pertes réalisées de 1 M\$ depuis le début de l'exercice (profits réalisés de 13 M\$ au troisième trimestre de 2015 et de 38 M\$ depuis le début de l'exercice), ce qui cadre avec les prix de référence moyens par rapport aux prix fixés par contrat.

Hydrocarbures classiques – dépenses d'investissement

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2016	2015	2016	2015
Pétrole lourd	11	14	34	46
Pétrole léger et moyen	28	38	74	102
Gaz naturel	2	3	6	9
Dépenses d'investissement¹⁾	41	55	114	157

1) Comprend les dépenses liées aux immobilisations corporelles ainsi qu'aux actifs de prospection et d'évaluation.

En 2016, les dépenses d'investissement ont été consacrées principalement au forage de puits stratigraphiques pour le pétrole avare, aux investissements de maintien et au projet de récupération assistée des hydrocarbures à l'aide du CO₂ de Weyburn. Si elles ont diminué pour 2016, c'est principalement en raison de la réduction des dépenses consacrées aux activités liées au pétrole brut imputable à la faiblesse des prix des marchandises.

Travaux de forage

(puits nets, sauf indication contraire)	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2016	2015
Pétrole brut	1	15
Remises en production	84	498
Puits d'exploration stratigraphique bruts	27	-

Les activités de forage de 2016 ont porté essentiellement sur le forage de puits stratigraphiques pour le pétrole avare et les remises en production de puits de gaz naturel effectuées dans une optique d'optimisation de la production.

Dépenses d'investissement futures

Étant donné la faiblesse des prix des marchandises, la société préconise une approche modérée à l'égard de la mise en valeur des possibilités que lui offrent les projets liés au pétrole brut de son secteur Hydrocarbures classiques. Elle entend donner la priorité aux forages considérés comme relativement peu risqués, associés à des cycles de production courts et à de solides rendements prévisionnels.

Les dépenses d'investissement que la société prévoit consacrer à l'égard du pétrole brut en 2016 se situent dans une fourchette de 150 M\$ à 175 M\$; elles visent principalement le maintien et l'optimisation des actuels volumes de production.

Amortissement et épuisement

L'épuisement des biens de pétrole brut et de gaz naturel est calculé selon le mode des unités d'œuvre en fonction du total des réserves prouvées. Le taux d'épuisement tient compte des dépenses engagées jusqu'à maintenant et des dépenses de mise en valeur qu'il faudra engager pour mettre en valeur les réserves prouvées de la société. Ce taux, qui est calculé pour chaque zone, est ensuite appliqué aux volumes de vente et sert à déterminer la charge d'amortissement et d'épuisement d'une période donnée. La société est d'avis que cette méthode de calcul de la charge d'amortissement et d'épuisement attribuée à chaque baril d'équivalent de pétrole brut vendu sa quote-part du coût des capitaux investis sur la durée de vie estimative totale du bien exploité, qui est représentée par le total des réserves prouvées.

La charge d'amortissement et d'épuisement du secteur Hydrocarbures classiques a augmenté de 188 M\$ au troisième trimestre et de 132 M\$ depuis le début de l'exercice, en comparaison de 2015, principalement en raison de pertes de valeur, facteur partiellement contrebalancé par la baisse des volumes de vente et des taux d'amortissement et d'épuisement.

Au troisième trimestre de 2016, la société a déterminé que les valeurs comptables des UGT du nord de l'Alberta et de Suffield dépassaient les montants recouvrables en raison d'une baisse des prix à terme du pétrole lourd et du gaz naturel à long terme, qui a donné lieu à des pertes de valeur respectives de 210 M\$ et de 65 M\$. La société a auparavant réduit de 170 M\$ la valeur de l'UGT du nord de l'Alberta en raison de la baisse des prix à terme du pétrole brut à long terme au 31 mars 2016. Depuis le début de l'exercice, les pertes de valeur ont atteint 445 M\$ en 2016.

Le taux d'épuisement moyen a décliné d'environ 20 % en 2016 en raison de l'incidence du fléchissement des réserves prouvées imputable au ralentissement des plans de mise en valeur de la société, facteur plus que contrebalancé par la baisse des immobilisations corporelles. Ces dernières ont diminué en partie par suite d'une perte de valeur de 184 M\$ comptabilisée au 31 décembre 2015 relativement à l'UGT Nord de l'Alberta et de la réduction des coûts estimatifs de démantèlement. Les coûts de mise en valeur futurs, qui correspondent à environ 40 % de la base épuisable, ont diminué par rapport à 2015 du fait que les dépenses d'investissement prévues à court terme pour Pelican Lake sont minimales.

RAFFINAGE ET COMMERCIALISATION

La société est partenaire à 50 % des raffineries de Wood River et de Borger, qui sont situées aux États-Unis. Le secteur Raffinage et commercialisation aide la société à réaliser la pleine valeur de la production de pétrole brut en transformant ce dernier en produits raffinés comme le diesel, l'essence et le carburéacteur. L'approche intégrée de Cenovus procure à celle-ci une couverture économique naturelle contre tout élargissement des écarts de prix sur le brut en assurant aux raffineries une charge d'alimentation à faible coût.

Ce secteur englobe les activités de commercialisation et de transport de Cenovus ainsi que son terminal de transport ferroviaire de pétrole brut, situé à Bruderheim, en Alberta. Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2016, la société a chargé en moyenne 15 186 barils par jour et 12 487 barils par jour, comptant pour 20 et 45 trains-blocs, respectivement.

Exploitation des raffineries¹⁾

	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes	
	30 septembre	2015	les 30 septembre	2015
	2016		2016	
Capacité liée au pétrole brut (kb/j)	460	460	460	460
Production de pétrole brut (kb/j)	463	394	452	424
Pétrole brut lourd	241	186	237	202
Pétrole léger ou moyen	222	208	215	222
Produits raffinés (kb/j)	494	414	479	448
Essence	235	208	235	228
Distillats	152	131	148	141
Autres	107	75	96	79
Taux d'utilisation du pétrole brut (%)	101	86	98	92

1) Correspond à la totalité de l'exploitation des raffineries de Wood River et de Borger.

Sur une base de 100 %, les raffineries de la société disposent actuellement d'une capacité totale de traitement d'environ 460 000 barils bruts par jour de pétrole brut, ce qui tient compte de la capacité de raffiner jusqu'à 255 000 barils bruts par jour de pétrole brut lourd fluidifié. De plus, la capacité de traitement des LGN s'élève à 45 000 barils bruts par jour. La capacité de Cenovus à traiter divers types de pétrole brut permet à la société d'intégrer sa production de pétrole lourd sur le plan économique. Le traitement de pétrole brut moins coûteux lui procure un avantage sur le plan des coûts de la charge d'alimentation, car elle peut profiter de l'escompte du WCS par rapport au WTI. Les volumes de brut lourd traités, comme le WCS et le CDB, dépendent de la qualité et de la quantité des bruts disponibles, car chaque raffinerie adapte la charge d'alimentation totale de manière à maximiser l'avantage économique qu'elle peut en tirer. Le taux d'utilisation du pétrole brut représente la totalité de pétrole brut que les raffineries traitent, exprimé en pourcentage de la capacité totale de traitement.

La production de pétrole brut et de produits raffinés a augmenté au troisième trimestre de 2016 en comparaison de 2015 en raison du rendement constant des raffineries de Wood River et de Borger. En septembre, des travaux de maintenance non prévus ont été réalisés à la raffinerie de Borger. Par conséquent, une partie de la maintenance initialement prévue pour octobre a commencé au troisième trimestre. Au troisième trimestre de 2015, le taux d'utilisation du pétrole brut a été réduit par des interruptions de service non planifiées à la raffinerie de Borger pour la plus grande partie de juillet et le début d'une révision prévue au calendrier à la raffinerie de Wood River.

Depuis le début de l'exercice, la production de pétrole brut et de produits raffinés a augmenté. L'excellent rendement obtenu à ces deux raffineries a été légèrement atténué par des travaux de maintenance prévus et non prévus aux raffineries Wood River et Borger au premier trimestre de 2016 et par des travaux de maintenance non prévus à la raffinerie de Borger en septembre. En 2015, des interruptions non planifiées ont eu lieu à la raffinerie de Borger, tout comme une révision prévue au calendrier aux deux raffineries. De plus amples volumes de brut lourd ont été traités en 2016 par suite de l'optimisation de la gamme de pétrole brut composant la charge d'alimentation.

Résultats financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2016	2015	2016	2015
Produits des activités ordinaires	2 245	2 242	5 962	6 775
Produits achetés	2 004	2 012	5 144	5 826
Marge brute	241	230	818	949
Charges				
Charges d'exploitation ¹⁾	172	214	557	551
(Profit) perte lié à la gestion des risques	1	(14)	23	(27)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	68	30	238	425
Dépenses d'investissement	51	67	156	159
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, déduction faite des dépenses d'investissement connexes	17	(37)	82	266

1) Les primes d'intéressement à long terme des périodes précédentes, auparavant comptabilisées dans les charges d'exploitation, ont été reclassées dans les frais généraux et frais d'administration afin que leur présentation soit conforme à celle adoptée pour l'exercice clos le 31 décembre 2015.

Marge brute

Les marges de craquage qu'obtient la société sont tributaires de nombreux facteurs, notamment la diversité de la charge d'alimentation en pétrole brut, la configuration des raffineries et la proportion d'essence, de distillats et de produits secondaires qui composent leur production, le délai entre l'achat du pétrole brut alimentant les raffineries et le moment où celles-ci traitent ce pétrole brut, ainsi que les coûts de la charge d'alimentation. Ces derniers sont établis selon la méthode comptable du premier entré, premier sorti.

Au cours du trimestre clos le 30 septembre 2016, la marge de raffinage brute de la société s'est accrue, en comparaison de 2015, en raison de l'élargissement des écarts de prix sur le pétrole brut lourd et moyen, qui a procuré un avantage sur le plan des coûts de la charge d'alimentation, et d'une hausse de 15 % des taux d'utilisation du pétrole brut.

Cette situation a été partiellement contrebalancée par un rétrécissement des marges de craquage moyennes sur le marché en raison de l'augmentation des stocks de produits raffinés dans le monde et d'un rétrécissement de l'écart entre le Brent et le WTI.

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2016, le recul de la marge brute de raffinage s'explique principalement par la diminution des marges de craquage moyennes. Ce recul a été en partie contrebalancé par les facteurs suivants :

- l'élargissement des écarts de prix sur le pétrole brut lourd et moyen;
- l'augmentation des taux d'utilisation;
- l'affaiblissement du dollar canadien par rapport au dollar américain, qui a eu une incidence favorable d'environ 36 M\$ sur la marge de raffinage brute de la société;
- l'amélioration des marges sur la vente de produits secondaires comme le coke, le bitume et le soufre attribuable à la diminution des coûts d'alimentation des raffineries.

Les raffineries de Cenovus n'intègrent pas de carburants renouvelables à leurs produits de carburant. C'est pourquoi la société est tenue d'acheter des numéros d'identification renouvelables (« NIR »). Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2016, le coût associé aux NIR s'est chiffré à 80 M\$ et à 209 M\$, respectivement (27 M\$ et 120 M\$, respectivement, en 2015). L'augmentation coïncide avec la hausse du prix de référence des NIR sur l'éthanol, qui a atteint respectivement 130 % et 40 % pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2016.

Au troisième trimestre, les produits des activités ordinaires tirés des ventes de pétrole brut et de gaz naturel à des tiers effectuées par le groupe de commercialisation ont augmenté de 41 % par rapport à 2015. L'accroissement des volumes de pétrole brut et de gaz naturel achetés et une hausse des prix du pétrole brut de la société ont été en partie contrebalancés par les prix de vente moindres pour le gaz naturel. Depuis le début de l'exercice, les produits des activités ordinaires tirés des ventes à des tiers ont progressé de 7 %, par rapport à 2015, grâce à l'accroissement des volumes de pétrole brut et de gaz naturel achetés, qui a été partiellement réduit par un recul des prix de vente.

Charges d'exploitation

Les principales composantes des charges d'exploitation au troisième trimestre de 2016 et depuis le début de l'exercice ont été la main-d'œuvre, la maintenance et les services publics. Les charges d'exploitation présentées se sont repliées au troisième trimestre en raison d'un ralentissement des activités de maintenance, lui-même imputable à une diminution des interruptions de service non planifiées et des révisions prévues. Depuis le début de l'exercice, les charges d'exploitation ont augmenté principalement en raison de la dépréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain, facteur en partie contrebalancé par une réduction des activités de maintenance attribuable au rendement constant des deux raffineries et par un repli du coût des services publics.

Raffinage et commercialisation – dépenses d'investissement

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2016	2015	2016	2015
Raffinerie de Wood River	33	47	108	108
Raffinerie de Borger	16	19	42	49
Commercialisation	2	1	6	2
	51	67	156	159

Les dépenses d'investissement engagées de 2016 ont été surtout affectées au projet de décongestion de la raffinerie de Wood River, outre les investissements de maintien, les projets d'amélioration de la fiabilité et de la sécurité des raffineries et les mesures environnementales. Le projet de décongestion de la raffinerie de Wood River a été réalisé avec succès au troisième trimestre de 2016. La capacité de traitement de pétrole brut lourd fluidifié de la société a donc augmenté de 18 000 barils bruts par jour. Les volumes de brut lourd traités dépendent toujours de l'optimisation de la charge d'alimentation totale.

La société prévoit investir entre 230 M\$ et 255 M\$ en 2016, notamment dans les initiatives en matière de maintenance, de fiabilité et d'environnement, ainsi que dans le projet de décongestion de Wood River.

Amortissement et épusement

Les actifs de raffinage et du terminal de transport ferroviaire de pétrole brut sont amortis selon le mode linéaire sur la durée estimative d'utilité de chaque composante des installations, qui varie de 3 à 40 ans. La durée d'utilité fait l'objet d'un examen annuel. La charge d'amortissement et d'épusement du secteur Raffinage et commercialisation a augmenté de 3 M\$ au troisième trimestre de 2016 et de 17 M\$ depuis le début de l'exercice, essentiellement à cause de la variation du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien.

ACTIVITÉS NON SECTORIELLES ET ÉLIMINATIONS

Le secteur Activités non sectorielles et éliminations comprend les éliminations intersectorielles ayant trait à des opérations inscrites aux prix de cession interne en fonction des prix courants du marché, outre le résultat intersectoriel non réalisé sur les stocks. Les profits et les pertes liés à la gestion des risques représentent les profits ou pertes latents, évalués à la valeur de marché, au titre d'instruments financiers dérivés servant à atténuer le risque de fluctuations des prix des marchandises, outre les profits et pertes latents évalués à la valeur de marché sur le contrat d'achat d'électricité et les swaps de taux d'intérêt. Les activités liées à la gestion des risques du troisième trimestre de 2016 ont donné lieu à des pertes latentes de 7 M\$ (profits latents de 127 M\$ en 2015). Depuis le début de l'exercice, la société a enregistré des pertes latentes de 440 M\$ (169 M\$ en 2015). Le secteur Activités non sectorielles et éliminations comprend en outre les coûts à l'échelle de Cenovus au titre des frais généraux et frais d'administration et des frais de financement et de recherche.

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2016	2015	2016	2015
Frais généraux et frais d'administration ¹⁾	71	78	225	226
Charges financières	122	122	368	359
Produits d'intérêts	(27)	(6)	(45)	(20)
(Profit) perte de change, montant net	45	417	(338)	832
Frais de recherche	5	6	30	20
(Profit) perte à la vente d'actifs	5	(2 379)	6	(2 395)
Autres (profits) pertes, montant net	5	(1)	7	1
	226	(1 763)	253	(977)

1) Les primes d'intéressement à long terme des périodes précédentes, auparavant comptabilisées dans les charges d'exploitation, ont été reclassées dans les frais généraux et frais d'administration afin que leur présentation soit conforme à celle adoptée pour l'exercice clos le 31 décembre 2015.

Charges

Frais généraux et frais d'administration

En 2016, les principales composantes des frais généraux et frais d'administration ont été la main-d'œuvre, la location de bureaux et les technologies de l'information. Les frais généraux et frais d'administration ont diminué de 7 M\$ au troisième trimestre et de 1 M\$ depuis le début de l'exercice. Les économies découlant des compressions de personnel, de la baisse des frais liés aux technologies de l'information et de la réduction des dépenses discrétionnaires ont été partiellement annulées par des indemnités de départ comptabilisées au deuxième trimestre de 2016 et se rapportant aux réductions d'effectifs effectuées en avril 2016. De plus, une charge hors trésorerie de 31 M\$ depuis le début de l'exercice a été comptabilisée relativement à certains locaux à bureaux à Calgary en excédent des besoins actuels et à court terme de Cenovus.

Charges financières

Les charges financières se composent des charges d'intérêts sur la dette à long terme et les emprunts à court terme, outre la désactualisation des passifs relatifs au démantèlement. Les charges financières sont demeurées constantes au troisième trimestre en regard de 2015, mais elles se sont accrues de 9 M\$ depuis le début de l'exercice. La valeur du dollar canadien par rapport au dollar américain est demeurée relativement stable au troisième trimestre de 2016 comparativement à 2015, mais elle s'est affaiblie depuis le début de l'exercice, ce qui s'est traduit par une augmentation des intérêts déclarés sur la dette libellée en dollars américains.

Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2016, le taux d'intérêt moyen pondéré sur l'encours de la dette de Cenovus était de 5,3 % (5,3 % en 2015).

Change

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2016	2015	2016	2015
(Profit) perte de change latent	50	457	(341)	878
(Profit) perte de change réalisé	(5)	(40)	3	(46)
	45	417	(338)	832

La majorité des profits de change latents depuis le début de l'exercice découle de la conversion de la dette libellée en dollars américains. Le dollar canadien s'est légèrement déprécié par rapport au dollar américain entre le 30 juin 2016 et le 30 septembre 2016, de sorte que la société a comptabilisé des pertes latentes de 50 M\$ au troisième trimestre. Le dollar canadien s'est apprécié de 5 % par rapport au dollar américain entre le 31 décembre 2015 et le 30 septembre 2016, ce qui a donné lieu à des profits latents de 341 M\$ depuis le début de l'exercice.

Amortissement et épuisement

La dotation à l'amortissement et à l'épuisement du secteur Activités non sectorielles et éliminations comprend des dotations au titre d'actifs non sectoriels comme le matériel informatique, les améliorations locatives et le mobilier de bureau. Les actifs non sectoriels sont amortis selon le mode linéaire sur la durée d'utilité estimative des actifs en question, qui va de 3 à 25 ans. La durée d'utilité de ces actifs fait l'objet d'un examen annuel. La dotation s'est chiffrée à 14 M\$ au troisième trimestre (20 M\$ en 2015) et à 50 M\$ depuis le début de l'exercice (62 M\$ en 2015).

Impôt sur le résultat

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2016	2015	2016	2015
Charge d'impôt exigible				
Canada	(44)	451	(101)	686
États-Unis	-	(4)	1	(10)
Total de la charge (du produit) d'impôt exigible	(44)	447	(100)	676
Charge (produit) d'impôt différé	(111)	(228)	(353)	(516)
	(155)	219	(453)	160

Le tableau suivant présente le rapprochement de l'impôt sur le résultat calculé au taux prévu par la loi au Canada et de l'impôt sur le résultat comptabilisé :

(en millions de dollars)	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2016	2015
Résultat avant impôt sur le résultat	(1 089)	1 419
Taux prévu par la loi au Canada	27,0 %	26,1 %
Charge (produit) d'impôt sur le résultat attendu	(294)	370
Incidence des éléments suivants sur l'impôt :		
Écarts avec les taux réglementaires à l'étranger	(38)	(15)
Rémunération à base d'actions non déductible	6	7
(Profits) pertes en capital non imposables	(46)	113
(Profits) pertes en capital non comptabilisés découlant d'écarts de change latents	(46)	113
Ajustements découlant de déclarations antérieures	(48)	(13)
Comptabilisation de pertes en capital	-	(149)
Comptabilisation de la base fiscale aux États-Unis	-	(385)
Modification du taux prévu par la loi	-	158
Autres	13	(39)
Total de la charge (produit) d'impôt	(453)	160
Taux d'imposition effectif	41,6 %	11,3 %

Les interprétations, règlements et lois d'ordre fiscal en vigueur dans les divers territoires dans lesquels Cenovus et ses filiales exercent leurs activités peuvent changer. La société estime que sa charge d'impôt est juste. Il y a habituellement un certain nombre de questions fiscales en examen, et le montant de l'impôt sur le résultat fait donc l'objet d'une incertitude relative aux estimations. Le moment où sont constatés le résultat et les déductions d'impôt servant à l'établissement de la charge d'impôt exigible dépend de la législation fiscale pertinente.

Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2016, la société a subi des pertes à des fins fiscales, qui seront reportées en arrière pour récupérer de l'impôt sur le résultat payé précédemment au Canada ou comptabilisées à titre de produit d'impôt différé. Au troisième trimestre de 2016, un produit d'impôt exigible a été constaté relativement à des ajustements de l'exercice précédent. Au troisième trimestre de 2015, la charge d'impôt exigible comprenait une somme de 391 M\$ imputable à la vente de ses terrains détenus en propriété inconditionnelle assortis de droits de redevances et de droits miniers.

Un produit d'impôt différé a été comptabilisé pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2016. Ce produit a été essentiellement attribuable à des pertes latentes liées à la gestion des risques et à la comptabilisation de pertes d'exploitation de l'exercice courant qui seront réclamées au cours d'une période à venir. Au troisième trimestre de 2015, la société a comptabilisé un produit d'impôt différé de 385 M\$ découlant d'un ajustement à la base fiscale de ses actifs de raffinage. De plus, une charge non récurrente d'environ 158 M\$ a été comptabilisée en 2015 en raison de la réévaluation du passif d'impôt différé découlant de l'augmentation du taux d'imposition des sociétés en Alberta.

Le taux d'imposition effectif de Cenovus est fonction de la relation entre le total de la charge (économie) d'impôt et le résultat avant impôt. Le taux d'imposition effectif diffère du taux d'imposition prévu par la loi parce qu'il tient compte des taux plus élevés aux États-Unis, des écarts de change latents non imposables, des écarts permanents, des ajustements au titre des modifications des taux d'imposition et autres dispositions des lois fiscales, de la variation des réserves estimatives et des écarts entre la charge d'impôt et les montants réels déclarés ultérieurement aux autorités fiscales.

SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes	
	30 septembre 2016	2015	les 30 septembre 2016	2015
Flux de trésorerie nets liés aux éléments suivants :				
Activités d'exploitation	310	542	697	1 152
Activités d'investissement	(196)	2 424	(835)	1 357
Flux de trésorerie avant les activités de financement, montant net	114	2 966	(138)	2 509
Activités de financement	(41)	(134)	(125)	1 032
Profit (perte) de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie détenus en devises	(3)	(21)	8	(23)
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	70	2 811	(255)	3 518

(en millions de dollars)	30 septembre 2016	31 décembre 2015
Trésorerie et équivalents de trésorerie	3 850	4 105
Facilité de crédit engagée et non prélevée	4 000	4 000

Activités d'exploitation

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ont décliné pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2016, principalement sous l'effet de la baisse des flux de trésorerie, analysée à la section « Résultats financiers » du présent rapport de gestion. Compte tenu des actifs et des passifs liés à la gestion des risques, le fonds de roulement s'élevait à 4 283 M\$ au 30 septembre 2016, contre 4 337 M\$ au 31 décembre 2015.

La société s'attend à continuer de respecter ses obligations de paiement à mesure qu'elles deviennent exigibles.

Activités d'investissement

Les dépenses d'investissement ont reculé au cours du trimestre ainsi que depuis le début de l'exercice, car Cenovus les a réduites en raison de la faiblesse des prix des marchandises. En 2015, les flux de trésorerie provenant des activités d'investissement ont compris un produit d'environ 2,9 G\$, après impôt, provenant de la vente des terrains détenus en propriété inconditionnelle assortis de droits de redevances et de droits miniers.

Activités de financement

Les flux de trésorerie affectés aux activités de financement ont diminué au troisième trimestre de 2016, car la société a versé un dividende de 0,05 \$ par action, ou 41 M\$ (0,16 \$ par action, ou 133 M\$, en 2015).

Depuis le début de l'exercice, la société a versé un dividende de 0,15 \$ par action, soit 124 M\$ (0,6924 \$ par action, ou 578 M\$, en 2015, dont une tranche de 396 M\$ a été payée en trésorerie). Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2015, les flux de trésorerie provenant des activités de financement comprenaient un produit net de 1,4 G\$ réalisé à l'émission d'actions ordinaires et qui avait été en partie contrebalancé par le remboursement net d'emprunts à court terme.

La dette à long terme de la société se chiffrait à 6 184 M\$ au 30 septembre 2016 (6 525 M\$ au 31 décembre 2015). Aucun remboursement en capital n'est exigible avant octobre 2019 (1,3 G\$ US). L'encours de la dette à long terme libellée en dollars américains n'a pas changé depuis août 2012. La diminution de 341 M\$ de la dette à long terme est imputable à l'appréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain.

Au 30 septembre 2016, Cenovus respectait toutes les conditions de ses conventions d'emprunt.

Sources de liquidités disponibles

La société prévoit que les flux de trésorerie tirés de ses activités liées au pétrole brut, au gaz naturel et au raffinage suffiront à financer une part de ses besoins en trésorerie. Tout manque à gagner éventuel pourrait devoir être financé par l'utilisation prudente de la capacité d'emprunt, la gestion du portefeuille d'actifs et d'autres occasions commerciales ou financières qui pourraient s'offrir à la société.

Les sources de liquidités indiquées ci-dessous étaient :

(en millions de dollars)	Montant	Échéance
Trésorerie et équivalents de trésorerie	3 850	Sans objet
Facilité de crédit engagée	1 000	Avril 2019
Facilité de crédit engagée	3 000	Novembre 2019
Prospectus préalable de base aux États-Unis ¹⁾	5 000 \$ US	Mars 2018

¹⁾ Disponibilité assujettie aux conditions du marché.

Facilité de crédit engagée

Cenovus dispose d'une facilité de crédit engagée de 4,0 G\$ dont une tranche de 1,0 G\$ arrive à échéance le 30 avril 2019 et une tranche de 3,0 G\$, le 30 novembre 2019. Au 30 septembre 2016, aucune somme n'avait été prélevée sur la facilité de crédit engagée.

Aux termes de la facilité de crédit engagée, Cenovus est tenue de maintenir un ratio dette/capitaux permanents maximum de 65 %. La société maintient ce ratio bien en deçà de ce plafond.

Prospectus préalable de base

En 2016, Cenovus a déposé un prospectus préalable de base. Ce prospectus permet à la société d'émettre à l'occasion, au Canada, aux États-Unis ou ailleurs, là où la loi l'autorise, des titres d'emprunt, des actions ordinaires, des actions préférentielles, des reçus de souscription, des bons de souscription, des contrats d'achat d'actions et des unités, d'un montant pouvant aller jusqu'à 5,0 G\$ US ou l'équivalent dans d'autres devises. Le prospectus préalable de base est en vigueur jusqu'en mars 2018.

Au 30 septembre 2016, aucune émission n'avait été réalisée aux termes de ce prospectus.

Ratios financiers

Cenovus surveille sa structure du capital et ses besoins en financement en utilisant, entre autres, des ratios financiers hors PCGR comme le ratio dette/capitaux permanents et le ratio dette/BAIIA ajusté. Les mesures hors PCGR qu'emploie la société se définissent comme suit : la dette s'entend des emprunts à court terme ainsi que des parties courantes et non courantes de la dette à long terme; les capitaux permanents correspondent à la dette plus les capitaux propres; le BAIIA ajusté correspond au bénéfice avant les charges financières, les produits d'intérêts, la charge d'impôt sur le résultat, la dotation à l'amortissement et à l'épuisement, les pertes de valeur du goodwill et d'autres actifs, les profits ou les pertes latents liés à la gestion des risques, les profits ou pertes de change, le profit ou la perte à la sortie d'actifs et les autres profits ou pertes nets, calculé sur une base de 12 mois. Ces ratios sont utilisés pour gérer la dette globale de Cenovus et servent de mesures de la santé financière générale de la société. Pour en savoir plus au sujet du calcul des ratios financiers de la société, se reporter à la note 17 annexe aux états financiers consolidés intermédiaires.

	30 septembre 2016	31 décembre 2015
Ratio dette nette/capitaux permanents ^{1), 2)}	17 %	16 %
Ratio dette/capitaux permanents	35 %	34 %
Ratio dette nette/BAIIA ajusté ¹⁾	2,0 x	1,2 x
Ratio dette/BAIIA ajusté	5,3 x	3,1 x

1) La dette nette s'entend de la dette après déduction de la trésorerie et des équivalents de trésorerie.

2) Le ratio dette nette/capitaux permanents s'entend de la dette nette divisée par la somme de la dette nette et des capitaux propres.

À long terme, Cenovus vise un ratio dette/capitaux permanents de 30 % à 40 % et un ratio dette/BAIIA ajusté de 1,0x à 2,0x. À diverses étapes du cycle économique, la société s'attend à ce que ces ratios dépassent à l'occasion leur fourchette cible.

Le ratio dette/capitaux permanents est resté passablement le même, car le solde moindre de la dette à long terme, qui découle de l'appréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain, a été compensé par la réduction des capitaux propres. Quant à l'augmentation du ratio de la dette sur le BAIIA ajusté, elle découle de la baisse du BAIIA ajusté causée principalement par le recul des flux de trésorerie imputable à la faiblesse des prix des marchandises et a été en partie compensée par la décroissance du solde de la dette à long terme.

Capital social et régimes de rémunération à base d'actions

Dans le cadre de son programme d'intéressement à long terme, Cenovus offre à ses employés un régime d'options sur actions, un régime d'unités d'actions liées au rendement (« UAR »), un régime d'unités d'actions à négociation restreinte (« UANR ») et deux régimes d'unités d'actions différées (« UAD »). Se reporter à la note 16 annexe aux états financiers consolidés intermédiaires pour en savoir plus à ce sujet.

	Nombre d'unités en circulation (en milliers)	Nombre d'unités pouvant être exercées (en milliers)
30 septembre 2016		
Actions ordinaires	833 290	Sans objet
Options sur actions	45 327	33 419
Autres régimes de rémunération fondée sur des actions	11 560	1 588

Obligations contractuelles et engagements

Cenovus a conclu divers engagements dans le cours normal de ses activités, ayant trait surtout à des frais liés à la demande dans le cadre de contrats de transport fermes et aux contrats de location simple visant des immeubles. En outre, Cenovus a des engagements relatifs à son programme de gestion des risques et est tenue de capitaliser les régimes à prestations déterminées et d'autres avantages postérieurs à l'emploi. Pour obtenir de plus amples renseignements, se reporter aux notes annexes aux états financiers consolidés.

En 2016, les engagements nets liés au transport de la société ont diminué d'environ 1,5 G\$, principalement par suite de la réduction nette des tarifs estimatifs. Les engagements, dont certains sont assujettis à l'approbation réglementaire, sont conclus pour des termes pouvant aller jusqu'à 20 ans après la date de leur entrée en vigueur; ils devraient contribuer à faire correspondre les besoins futurs de la société en matière de transport avec la croissance prévue de sa production. Au 30 septembre 2016, les engagements liés au transport totalisaient 26 G\$.

Au 30 septembre 2016, des lettres de crédit en cours totalisant 275 M\$ étaient émises à titre de garantie de l'exécution de certains contrats (64 M\$ au 31 décembre 2015).

Actions en justice

Cenovus est partie à un nombre restreint d'actions en justice dans le cours normal de ses activités, et elle estime avoir constitué une provision suffisante à cet égard. Aucune action, considérée individuellement ou dans le cadre d'autres actions, n'est significative.

GESTION DES RISQUES

Pour bien comprendre les risques auxquels est exposée Cenovus, il faut lire la présente analyse en parallèle avec les sections du rapport de gestion annuel de 2015 et de celui du premier et du deuxième trimestres de 2016 portant sur la gestion des risques. Pour obtenir une description des facteurs de risque et des incertitudes pouvant toucher Cenovus, se reporter à la rubrique « Mise en garde », et pour consulter une analyse exhaustive des facteurs de risque significatifs pouvant toucher Cenovus, se reporter à la notice annuelle de Cenovus pour l'exercice clos le 31 décembre 2015, ainsi qu'aux mises à jour figurant dans le rapport de gestion du premier et du deuxième trimestres de 2016.

Dans la poursuite de ses objectifs stratégiques, Cenovus est exposée à divers risques. Certains de ces risques s'exercent sur le secteur pétrolier et gazier dans son ensemble tandis que d'autres sont propres aux activités de la société. La gestion active de ces risques permet à la société de mettre en œuvre sa stratégie d'affaires de manière efficace. La société demeure exposée aux risques énumérés dans le rapport de gestion annuel et la notice annuelle de 2015.

Les paragraphes qui suivent constituent une mise à jour des risques.

Taxe fédérale sur le carbone

En octobre 2016, le gouvernement fédéral canadien a annoncé un nouveau régime national de tarification du carbone (la « stratégie du carbone ») en réponse à l'Accord de Paris qui a été ratifié par le Canada et d'autres nations en octobre 2016. Aux termes de la stratégie du carbone, le gouvernement fédéral propose un programme de tarification repère du carbone qui comprend, au minimum, un prix sur les émissions de carbone de 10 \$ la tonne en 2018, prix qui augmente de 10 \$ la tonne chaque année pour atteindre 50 \$ la tonne en 2022. La stratégie du carbone propose aussi un filet de sécurité fédéral au cas où des territoires omettent d'atteindre la valeur repère. L'Alberta a déjà établi un régime de tarification du carbone que mentionne l'annonce fédérale; par conséquent, à court terme, le tarif national sur le carbone aura probablement peu de conséquences supplémentaires.

D'autres détails de la stratégie du carbone devraient être communiqués au cours des prochains mois, et d'autres dispositions législatives et réglementaires sont attendues des provinces. Pour l'instant, Cenovus ne peut prévoir les conséquences de l'Accord de Paris et de la stratégie du carbone pour ses activités. Il se peut que les obligations de réduction des émissions nuisent à la situation financière, au résultat d'exploitation et au flux de trésorerie de Cenovus. Pour obtenir plus de renseignements sur les risques auxquels Cenovus est exposée en raison des effets des changements climatiques, se reporter à la rubrique « Facteurs de risque — Risques liés à l'environnement et à la réglementation — Changements climatiques » de la dernière notice annuelle déposée de la société, disponible sur SEDAR à l'adresse sedar.com, sur EDGAR à l'adresse sec.gov et sur le site Web de la société à l'adresse cenovus.com.

Risque lié aux prix des marchandises

Les fluctuations des prix des marchandises et des prix des produits raffinés influent sur la situation financière de la société, son résultat d'exploitation, ses flux de trésorerie, sa croissance, sa capacité de mobiliser des capitaux et le coût des emprunts qu'elle contracte.

La société atténue son exposition au risque lié aux prix des marchandises au moyen de l'intégration de ses activités, du recours à des instruments financiers, de contrats à livrer et d'engagements en matière d'accès au marché. Les instruments financiers conclus relativement aux activités de raffinage par l'exploitant des raffineries de la société, Phillips 66, visent principalement l'achat de produits. Les notes 18 et 19 annexes aux états financiers consolidés intermédiaires présentent d'autres détails sur les instruments financiers auxquels a recours la société, comme leur classement, les hypothèses formulées lors de l'établissement de leur juste valeur et une analyse plus approfondie des risques qu'ils comportent et de la gestion de ces risques.

Incidence financière des activités de gestion des risques

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre					
	2016			2015		
	Réalisés	Latents	Total	Réalisés	Latents	Total
Pétrole brut	(42)	(5)	(47)	(195)	(141)	(336)
Gaz naturel	-	-	-	(15)	15	-
Raffinage	1	-	1	(14)	(7)	(21)
Électricité ¹⁾	-	-	-	4	6	10
Taux d'intérêt	-	12	12	-	-	-
(Profit) perte lié à la gestion des risques	(41)	7	(34)	(220)	(127)	(347)
Charge (produit) d'impôt sur le résultat	11	(2)	9	59	34	93
(Profit) perte lié à la gestion des risques, après impôt	(30)	5	(25)	(161)	(93)	(254)

(en millions de dollars)	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre					
	2016			2015		
	Réalisés	Latents	Total	Réalisés	Latents	Total
Pétrole brut	(198)	359	161	(355)	120	(235)
Gaz naturel	-	-	-	(43)	41	(2)
Raffinage	(4)	4	-	(26)	5	(21)
Électricité ¹⁾	3	(14)	(11)	7	3	10
Taux d'intérêt	-	91	91	-	-	-
(Profit) perte lié à la gestion des risques	(199)	440	241	(417)	169	(248)
Charge (produit) d'impôt sur le résultat	52	(120)	(68)	112	(48)	64
(Profit) perte lié à la gestion des risques, après impôt	(147)	320	173	(305)	121	(184)

1) Les contrats d'électricité ont été effectivement résiliés le 7 mars 2016. De récents litiges entre tiers ont suscité une certaine incertitude quant à la résiliation des contrats. Tout passif ou actif connexe pour Cenovus ne peut être déterminé à l'heure actuelle.

Au troisième trimestre de 2016 et depuis le début de l'exercice, la société a réalisé des profits à l'égard des activités de gestion des risques liés au pétrole brut, car les prix contractuels convenus étaient supérieurs aux prix de référence moyens. La société a par ailleurs comptabilisé des profits latents sur ses instruments financiers liés au pétrole brut pour le trimestre clos le 30 septembre 2016, en raison des variations des prix du marché. Depuis le début de l'exercice, elle a comptabilisé des pertes latentes imputables principalement aux variations des prix du marché et à la réalisation des positions nettes.

Des pertes latentes ont été comptabilisées sur les positions de couverture des taux d'intérêt par suite de la diminution des taux d'intérêt de référence.

Risques liés aux instruments financiers dérivés

Les instruments financiers exposent Cenovus au risque qu'une contrepartie manque à ses obligations contractuelles. Ce risque est atténué au moyen de limites au risque de crédit, à l'évaluation fréquente des notations de crédit des contreparties et de conventions de compensation, comme l'énonce la politique en matière de crédit de Cenovus.

Les instruments financiers exposent de plus Cenovus au risque de perte découlant de variations défavorables de la valeur de marché des instruments financiers ou de l'incapacité de la société de remplir ses obligations de livraison relatives à la transaction physique sous-jacente. Les instruments financiers peuvent restreindre les profits revenant à Cenovus quand les prix des marchandises augmentent. Ces risques sont atténués au moyen de limites de couverture examinées chaque année par le conseil, comme l'exige la politique de réduction des risques associés aux marchés.

JUGEMENTS, ESTIMATIONS ET MÉTHODES COMPTABLES D'IMPORTANCE CRITIQUE

Pour l'application des méthodes comptables, la direction est tenue de faire des estimations, de formuler des hypothèses, ainsi que d'avoir recours à des jugements, lesquels pourraient avoir une incidence importante sur les résultats financiers de la société. Les résultats réels peuvent être différents de ces estimations, parfois de façon marquée. Les estimations et hypothèses utilisées peuvent faire l'objet de mises à jour en fonction des antécédents et de l'utilisation de nouvelles données. Les méthodes comptables et estimations critiques de la société sont évaluées chaque année par le comité d'audit du conseil. Dans les notes annexes aux états financiers consolidés et le rapport de gestion annuel de l'exercice clos le 31 décembre 2015 sont expliqués plus amplement le mode de préparation et les méthodes comptables significatives de la société.

Jugements d'importance critique intervenant dans l'application des méthodes comptables

Les jugements d'importance critique sont ceux que la direction doit poser lors de l'application des méthodes comptables qui ont le plus d'effet sur les montants comptabilisés par Cenovus dans les états financiers consolidés annuels et intermédiaires. Aucun changement n'a été apporté aux jugements d'importance critique auxquels la société a recours lors de l'application des méthodes comptables au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2016. D'autres renseignements se trouvent dans les notes annexes aux états financiers consolidés et le rapport de gestion annuel de l'exercice clos le 31 décembre 2015.

Principales sources d'incertitude relative aux estimations

Les estimations comptables d'importance critique sont celles qui font en sorte que la direction doit poser des jugements particulièrement subjectifs ou complexes sur des sujets par nature incertains. Les estimations et les hypothèses qui les sous-tendent sont examinées périodiquement, et toute révision des estimations comptables est comptabilisée dans la période au cours de laquelle la révision est effectuée.

Changements de méthodes comptables

Aucune nouvelle norme ou interprétation ou modification connexe n'a été adoptée au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2016.

Futures prises de position en comptabilité

Une description des nouvelles normes et interprétations comptables qui seront adoptées au cours de périodes futures se trouve dans les notes annexes aux états financiers consolidés annuels de l'exercice clos le 31 décembre 2015.

ENVIRONNEMENT DE CONTRÔLE

Aucun changement n'a été apporté au contrôle interne à l'égard de l'information financière (le « CIIF ») au cours du trimestre clos le 30 septembre 2016 qui aurait eu ou serait raisonnablement susceptible d'avoir une incidence significative sur le CIIF.

Les systèmes de contrôle interne, aussi bien conçus soient-ils, comportent des limites qui leur sont inhérentes. Par conséquent, même si les systèmes de contrôle interne ont été jugés efficaces, ils ne peuvent fournir qu'une assurance raisonnable en ce qui a trait à la préparation et à la présentation des états financiers. De plus, toute projection du résultat d'une évaluation de son efficacité sur des périodes futures est exposée au risque que les contrôles deviennent inadéquats en raison de changements de situation ou que le niveau de respect des politiques ou des procédures diminue.

PERSPECTIVES

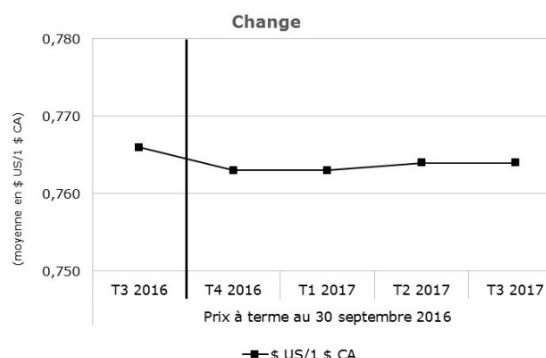
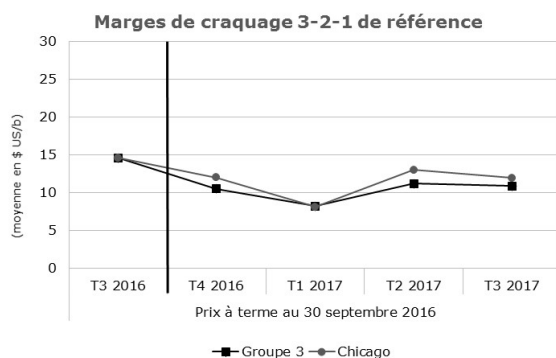
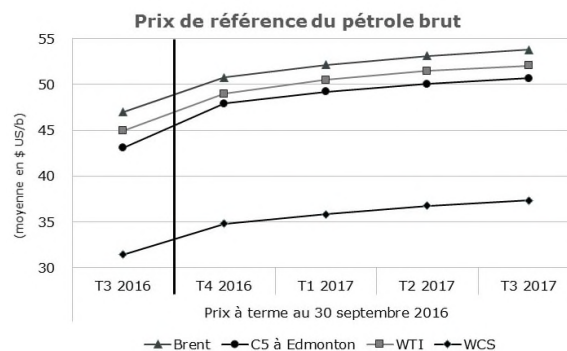
S'attendant à une volatilité des prix pour l'avenir prévisible, la société demeure prudente dans sa manière d'attribuer le capital et de gérer le rythme de ses investissements. Une plus grande confiance dans les prix des marchandises, la capacité à maintenir les réductions de coûts et une certitude fiscale et réglementaire sont nécessaires pour que la société envisage la poursuite de l'expansion de ses projets existants ou la mise en valeur de nouvelles possibilités. Cenovus entreprendra la réactivation de ses projets seulement si elle estime que cette décision ne menace pas la vigueur de son bilan.

L'analyse des perspectives qui suit porte essentiellement sur les 12 mois à venir.

Prix des marchandises sous-tendant les résultats financiers

L'évolution future des prix relatifs à la production de pétrole brut de la société dépendra des facteurs suivants :

- Selon la société, l'orientation générale des prix du pétrole brut dépendra principalement de la réaction de l'offre au contexte actuel des prix, du respect du plan de réduction de la production par les membres de l'OPEP, de l'incidence des perturbations de l'offre et du rythme de croissance de la demande mondiale sous l'influence des événements macroéconomiques. Dans l'ensemble, la société s'attend à ce que le prix du pétrole brut fluctue et qu'il s'améliore modestement au cours des douze prochains mois.
- La société s'attend à ce que l'écart Brent-WTI reste étroit étant donné que les États-Unis exportent du pétrole brut vers les marchés étrangers. Dans l'ensemble, l'écart sera probablement tributaire des frais de transport.
- Elle s'attend à ce que l'écart WTI-WCS s'élargisse en raison de la production croissante de pétrole lourd en Alberta.



Les marges de craquage des raffineries américaines devraient suivre les tendances saisonnières historiques au cours des douze prochains mois et subir l'influence du rééquilibrage des marchés des produits du pétrole brut. Dans l'ensemble, elle prévoit que les marges de craquage 3-2-1 dépendent du rythme des prélèvements sur les stocks, qui seront eux-mêmes influencés par la vigueur de la demande pour les produits.

Les prix du gaz naturel devraient s'améliorer au cours des douze prochains mois sous l'effet de la croissance moins rapide de l'offre et de la croissance plus vigoureuse de la demande, mais les hausses de prix seront limitées par la transition du charbon au gaz qui s'opère dans le secteur de la production d'électricité.

La société s'attend à ce que le dollar canadien reste lié au raffermissement des prix du pétrole brut, sous l'effet des prévisions divergentes entre le Canada et les États-Unis en matière de taux d'intérêt. Dans l'ensemble et abstraction faite de la variation des prix du pétrole, la dépréciation du dollar canadien est censée avoir une incidence favorable sur les produits des activités ordinaires de la société et sur ses flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation.

Le risque lié aux écarts de prix entre le pétrole léger et le pétrole lourd auquel est exposée la société dépend de l'équilibre mondial entre ces deux produits de base ainsi que des coûts de transport. La société est préparée à une certaine volatilité des prix du pétrole brut. Elle réduit son exposition aux écarts de prix entre le pétrole léger et le pétrole lourd au moyen des mesures suivantes :

- Intégration – Les installations de raffinage du pétrole lourd permettent à la société de traiter le brut lourd d'origine canadienne. Sur le plan de la chaîne de valeur, les raffineries sont en mesure de tirer parti à la fois de l'écart WTI-WCS pour le pétrole brut canadien et de l'écart Brent-WTI grâce à la vente de produits raffinés;
- Opérations de couverture financière – La société limite l'incidence des fluctuations des prix du brut en amont en concluant des opérations financières fixant l'écart WTI-WCS;
- Ententes de commercialisation – La société limite l'incidence des fluctuations des prix du brut en amont en concluant, directement avec les raffineurs, des contrats de livraison physique comprenant des composantes à prix fixe;
- Engagements et ententes en matière de transport – Cenovus apporte son soutien aux projets de transport servant à acheminer le pétrole brut des zones de production jusqu'aux marchés de consommation et aux marchés côtiers.

Priorités pour 2016

Maintien de la résilience financière

Maintenir sa résilience financière tout en continuant d'exercer ses activités de manière sécuritaire demeure la priorité absolue de Cenovus. Au 30 septembre 2016, la société disposait de fonds en caisse de 3,9 G\$ et d'un montant de 4,0 G\$ pouvant être prélevé sur la facilité de crédit engagée. La dette de Cenovus est assortie d'une échéance moyenne pondérée d'environ 15 ans, aucun titre d'emprunt ne venant à échéance avant le quatrième trimestre de 2019. Le bilan de Cenovus est certes vigoureux, mais la société a pris des mesures supplémentaires en 2016 pour conserver sa souplesse financière, notamment en réduisant les dépenses d'investissement, les charges d'exploitation et les frais généraux et frais d'administration.

Resserrement de la structure de coûts

La société continuera de se focaliser sur la réduction de sa structure de coûts. Elle a atteint son objectif en réduisant d'environ 500 M\$ les dépenses d'investissement, les dépenses d'exploitation, les frais généraux et frais d'administration de 2016, par rapport à ce qui avait été prévu dans le budget initial de 2016 publié en décembre 2015. La société continuera de s'assurer de maintenir à long terme une structure de coûts efficace et durable et d'exploiter au mieux son modèle d'entreprise.

Excellence opérationnelle

Cenovus aspire à réaliser ses programmes de travaux de manière sécuritaire, responsable et efficiente au moyen de processus, de procédures et de contrôles normalisés. La société préconise une approche inspirée de celle du secteur de la fabrication dans le but d'optimiser la valeur, de gérer les risques et d'améliorer le rendement. Cenovus se concentre sur la réduction de l'empreinte environnementale de ses activités et l'établissement d'un dialogue en temps opportun, et de manière transparente et respectueuse, avec les gens et les collectivités qui pourraient être touchés par ses activités.

MISE EN GARDE

Renseignements sur le pétrole et le gaz

Les estimations des réserves et les renseignements qui s'y rapportent ont été préparés en date du 31 décembre 2015 par des évaluateurs de réserves indépendants agréés en conformité avec le *Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook* et les exigences du *Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières*. Les estimations se fondent sur les prix prévisionnels établis par McDaniel & Associates Consultants Ltd. au 1^{er} janvier 2016. Pour en savoir plus sur les réserves de la société et obtenir d'autres renseignements sur le pétrole et le gaz, se reporter à la rubrique intitulée « Données relatives aux réserves et autres données sur le pétrole et le gaz » figurant dans la notice annuelle de Cenovus pour l'exercice clos le 31 décembre 2015.

bep – Les volumes de gaz naturel ont été convertis en barils de bep à raison de 6 kpi³ pour un baril. Les quantités exprimées en bep peuvent être trompeuses, surtout si elles sont employées isolément. Le facteur de conversion de 1 baril pour 6 kpi³ se fonde sur une méthode de conversion de l'énergie qui s'applique avant tout au bec du brûleur et ne correspond pas nécessairement à l'équivalence à la tête de puits. Comme le ratio de valeur fondé sur le prix actuel du pétrole brut par rapport à celui du gaz naturel diffère considérablement du facteur de conversion de l'énergie de 6:1, l'utilisation de ce facteur de conversion ne donne pas une image fidèle de la valeur réellement obtenue.

Information prospective

Le présent document contient des énoncés prospectifs et d'autres informations (collectivement, l'« information prospective ») à propos des attentes, des estimations et des projections de la société à la lumière de son expérience et de sa perception des tendances historiques. L'information prospective dans le présent document se reconnaît à des termes comme « prévoir », « croire », « estimer », « planifier », « projeter » ou « P », « avenir », « futur », « cibler », « capacité », « pouvoir », « accent », « but », « perspective », « proposé », « éventuel », « priorité », « calendrier », « stratégie », « à terme », « possibilité » ou des expressions analogues et comprend des suggestions de résultats futurs, y compris des déclarations à propos de ce qui suit : plans et échéanciers et étapes déterminantes connexes; valeur future projetée; projections pour 2016 et par la suite; occasions futures de mise en valeur du pétrole; résultat d'exploitation et résultats financiers projetés; cibles fixées à l'égard des ratios dette/capitaux permanents et dette/BAIIA; dépenses d'investissement prévues, y compris leur calendrier de réalisation et leur mode de financement; production future attendue, notamment le calendrier, la stabilité ou la croissance de celle-ci; réserves prévues; capacités prévues, y compris relativement aux projets, au transport et au raffinage; capacité à préserver la résilience financière de la société et à réaliser les divers plans et stratégies qui s'y rapportent; économies de coûts prévues et pérennité de celles-ci; priorités de la société pour 2016; répercussions futures des mesures réglementaires; prix des marchandises projetés et incidence attendue sur Cenovus; répercussions éventuelles sur Cenovus de divers risques, notamment ceux découlant des prix des marchandises, des instruments financiers dérivés et de la stratégie relative au carbone annoncée par le gouvernement fédéral canadien; efficacité potentielle des stratégies de gestion des risques de la société. Le lecteur est prié de ne pas se fier outre mesure à l'information prospective, car les résultats réels de la société pourraient différer sensiblement de ceux qui sont annoncés ou sous-entendus.

L'élaboration de l'information prospective repose sur un certain nombre d'hypothèses et la prise en compte de certains risques et incertitudes qui, dans certains cas, sont propres à Cenovus et dans d'autres, appartiennent à l'industrie en général. Les facteurs ou les hypothèses sur lesquels est fondée l'information prospective comprennent notamment les prix prévisionnels du pétrole et du gaz naturel et d'autres hypothèses inhérentes aux prévisions de la société pour 2016 (mises à jour au 27 octobre 2016), disponibles sur cenovus.com; les dépenses d'investissement prévues par Cenovus, la souplesse des budgets d'immobilisations prévues et leurs sources de financement connexes; la concrétisation de nouvelles réductions de coûts et la pérennité de ces réductions; les prix prévus des condensats; les estimations des quantités de pétrole, de bitume, de gaz naturel et de liquides pouvant être récupérées des biens et des autres sources qui ne sont pas actuellement classées dans les réserves prouvées; l'utilisation et la mise au point de technologies à l'avenir; la capacité d'obtenir les approbations nécessaires de la part des autorités de réglementation et des partenaires; la réalisation fructueuse et dans les délais des projets d'immobilisations ou de leurs étapes; la capacité de Cenovus de dégager des flux de trésorerie suffisants pour s'acquitter de ses obligations présentes et futures; les coûts estimatifs d'abandon et de remise en état, notamment les droits et les règlements s'y rapportant, et d'autres risques et incertitudes décrits dans les rapports et les documents déposés par Cenovus auprès des autorités en valeurs mobilières.

Les indications pour 2016 (mises à jour au 27 octobre 2016), qui peuvent être consultées à l'adresse cenovus.com, se fondent sur les données hypothétiques suivantes : Brent, 44,98 \$ US/b; WTI, 43,29 \$ US/b; WCS, 29,48 \$ US/b; NYMEX, 2,47 \$ US/MBtu; AECO, 2,09 \$/GJ; marge de craquage 3-2-1 à Chicago, 13,34 \$ US/b; taux de change, 0,76 \$ US/\$ CA.

Parmi les facteurs de risque et les incertitudes susceptibles de faire différer sensiblement les résultats réels figurent notamment les suivants : la volatilité des prix du pétrole et du gaz naturel; l'efficacité du programme de gestion des risques de Cenovus, y compris l'effet des instruments financiers dérivés; l'efficacité des stratégies de couverture et la suffisance des liquidités; l'exactitude des estimations de coûts; les prix des marchandises, les cours du change et les taux d'intérêt; l'offre et la demande de produits; la concurrence, notamment celle issue des nouvelles formes d'énergie; les risques inhérents aux activités de commercialisation de Cenovus, y compris les risques de crédit; l'exposition aux contreparties et aux partenaires, y compris la capacité et la volonté de ces parties d'acquitter leurs obligations contractuelles en temps voulu; les risques inhérents à l'exploitation du terminal de transport ferroviaire de pétrole brut, notamment les risques pour la santé, la sécurité et l'environnement; le maintien de ratios dette/BAIIA ajusté et dette nette/BAIIA ajusté et de ratios dette/capitaux permanents et dette nette/capitaux permanents souhaitables; la capacité de Cenovus de faire appel à des sources diverses de capitaux d'emprunt et de capitaux propres, et de le faire selon des modalités acceptables pour la société; la capacité de financer la croissance et de maintenir les dépenses d'investissement; la modification des notations de crédit accordées à la société ou à ses titres; les changements apportés aux plans ou à la stratégie en matière de dividendes, y compris le régime de réinvestissement des dividendes; la précision des estimations des réserves, des ressources et de la production future; la capacité de Cenovus de remplacer et d'accroître ses réserves de pétrole et de gaz; la capacité de Cenovus de maintenir ses relations avec ses partenaires et de parvenir à gérer et à exploiter ses activités intégrées; la fiabilité des actifs de Cenovus, notamment pour atteindre les objectifs en matière de production; les possibles interruptions ou difficultés techniques imprévues au fil du développement de nouveaux produits et de processus de fabrication; la survenance d'événements inattendus, comme les incendies, les mauvaises conditions météorologiques, les explosions, les éruptions, le matériel défectueux, les incidents reliés au transport et autres accidents ou événements semblables; les marges de raffinage et de commercialisation; les pressions inflationnistes sur les charges d'exploitation, notamment la main-d'œuvre, le gaz naturel et les autres sources énergétiques utilisés dans les procédés d'exploitation des sables bitumineux; l'accueil éventuellement défavorable réservé aux nouveaux produits sur le marché; les risques propres à la réputation de l'industrie des combustibles fossiles; les hausses de coûts ou les difficultés techniques imprévues relativement à la construction ou à la modification d'installations de fabrication ou de raffinage; les difficultés imprévues dans la production, le transport et le raffinage du pétrole brut en produits pétroliers et chimiques; les risques liés à la technologie et à son application dans le cadre des activités de Cenovus; les risques liés aux changements climatiques; le calendrier et les coûts de construction des puits et des pipelines; la capacité de Cenovus et de ses filiales d'assurer convenablement le transport de leurs produits, notamment le transport par pipeline, le transport ferroviaire du pétrole brut, le transport maritime ou autre forme de transport, notamment pour contrer toute interruption causée par des contraintes liées au réseau de pipelines; la disponibilité de talents essentiels et la capacité de la société à recruter les personnes qui les possèdent et à les maintenir en poste; l'évolution des relations de la société avec les syndicats; l'évolution des lois et de la réglementation concernant le cadre réglementaire dans tous les territoires où la société exerce des activités, notamment le processus d'autorisation réglementaire et les désignations d'utilisation des terres, le régime de redevances, les impôts et les taxes, l'environnement (notamment en ce qui a trait aux coûts d'abandon, de remise en état et de restauration, aux droits ou au recouvrement des obligations s'y rapportant), les gaz à effet de serre, le carbone et d'autres lois et règlements ou l'évolution de l'interprétation qui en est faite, dans leur version adoptée ou proposée, leurs répercussions et les coûts de conformité connexes; les périodes prévues d'entrée en vigueur de diverses prises de position en comptabilité, de modifications de règles comptables et de normes comptables, ainsi que leur incidence projetée sur les activités de la société, ses résultats financiers et ses états financiers consolidés; l'évolution de la conjoncture générale de l'économie, des marchés et des affaires; la situation politique et économique des pays dans lesquels Cenovus exerce des activités; les risques de guerre, de menaces terroristes et l'instabilité connexe; les risques liés aux poursuites et aux mesures réglementaires, actuelles et éventuelles, visant Cenovus.

Le lecteur est prié de noter que la liste des facteurs importants précités n'est pas exhaustive et est fournie à la date du présent rapport de gestion. Pour l'analyse détaillée des principaux facteurs de risque touchant la société, il y a lieu de se reporter à la rubrique « Facteurs de risque » de la notice annuelle ou au rapport sur formulaire 40-F pour la période close le 31 décembre 2015, ainsi qu'aux mises à jour figurant à la rubrique « Gestion des risques » dans le rapport de gestion du premier et du deuxième trimestres de 2016, lesquels sont disponibles sur SEDAR à l'adresse sedar.com, sur EDGAR à l'adresse sec.gov et sur le site Web de la société à l'adresse cenovus.com, et aux mises à jour présentées à la rubrique « Gestion des risques » du présent rapport de gestion.

ABRÉVIATIONS

Ci-après figurent les principales abréviations employées dans le présent document :

Pétrole brut		Gaz naturel	
b	baril	kpi ³	millier de pieds cubes
b/j	baril par jour	Mpi ³	million de pieds cubes
kb/j	millier de barils par jour	Gpi ³	milliard de pieds cubes
Mb	million de barils	MBtu	million d'unités thermales britanniques
bep	baril d'équivalent de pétrole	GJ	gigajoule
bep/j	baril d'équivalent de pétrole par jour	AECO	Alberta Energy Company
kbep	millier de barils d'équivalent de pétrole	NYMEX	New York Mercantile Exchange
Mbep	million de barils d'équivalent de pétrole		
WTI	West Texas Intermediate		
WCS	West Canadian Select		
CDB	Christina Dilbit Blend	MC	Marque de commerce de Cenovus Energy inc.